



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)

Noviembre 2014

Contenido

I.	INTRODUCCIÓN.....	3
II.	ANTECEDENTES.....	4
III.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE ÁREAS CONTRACTUALES DE EXPLORACIÓN.....	8
	1) Sinergias con áreas exploratorias de Petróleos Mexicanos.....	8
	2) Número de oportunidades exploratorias y recursos prospectivos identificados...	10
	3) Estructuras geológicas	13
	4) Mejores prácticas internacionales en términos del área superficial de los bloques	18
IV.	COMENTARIOS FINALES	23

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 Nacional de Hidrocarburos, 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 22 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 22 bloques exploratorios, donde 16 bloques se encuentran en un rango de superficie de 117.5 a 156.6 km², 3 bloques en un rango de superficie de 313.3 a 392.4 km² y

finalmente 3 bloques de aproximadamente 470 km², con un cubrimiento superficial total de 4,350 km² y 686.6 MMbpce de recurso prospectivo total.

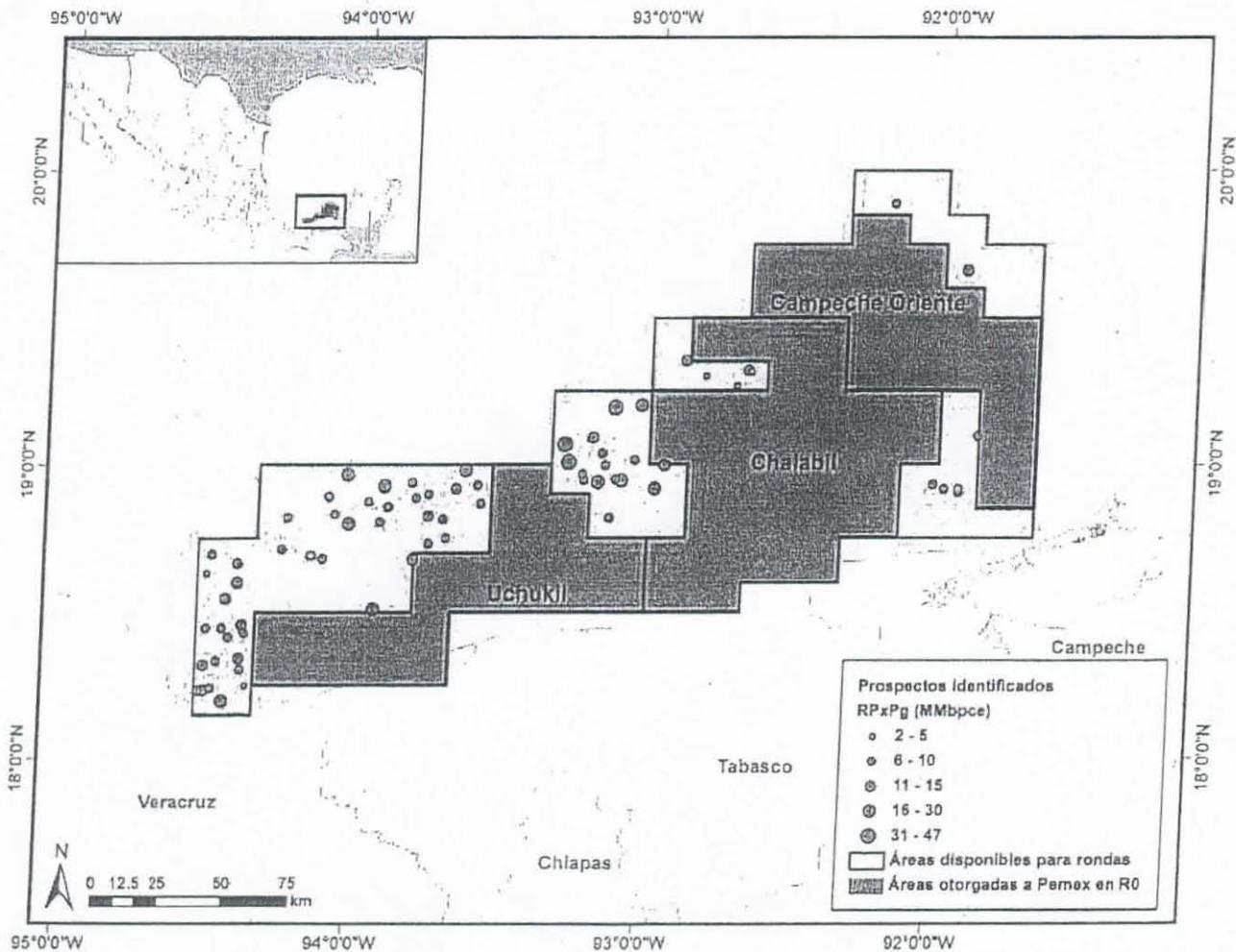


Figura 1. Mapa que muestra la distribución de las áreas otorgadas a Pemex en la Ronda Cero de acuerdo con su proyecto de inversión administrativo, así como el área restante disponible para rondas del Estado o áreas contractuales, y los prospectos identificados restantes dentro de la superficie total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

Esta propuesta de 22 bloques representa el 14% 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.

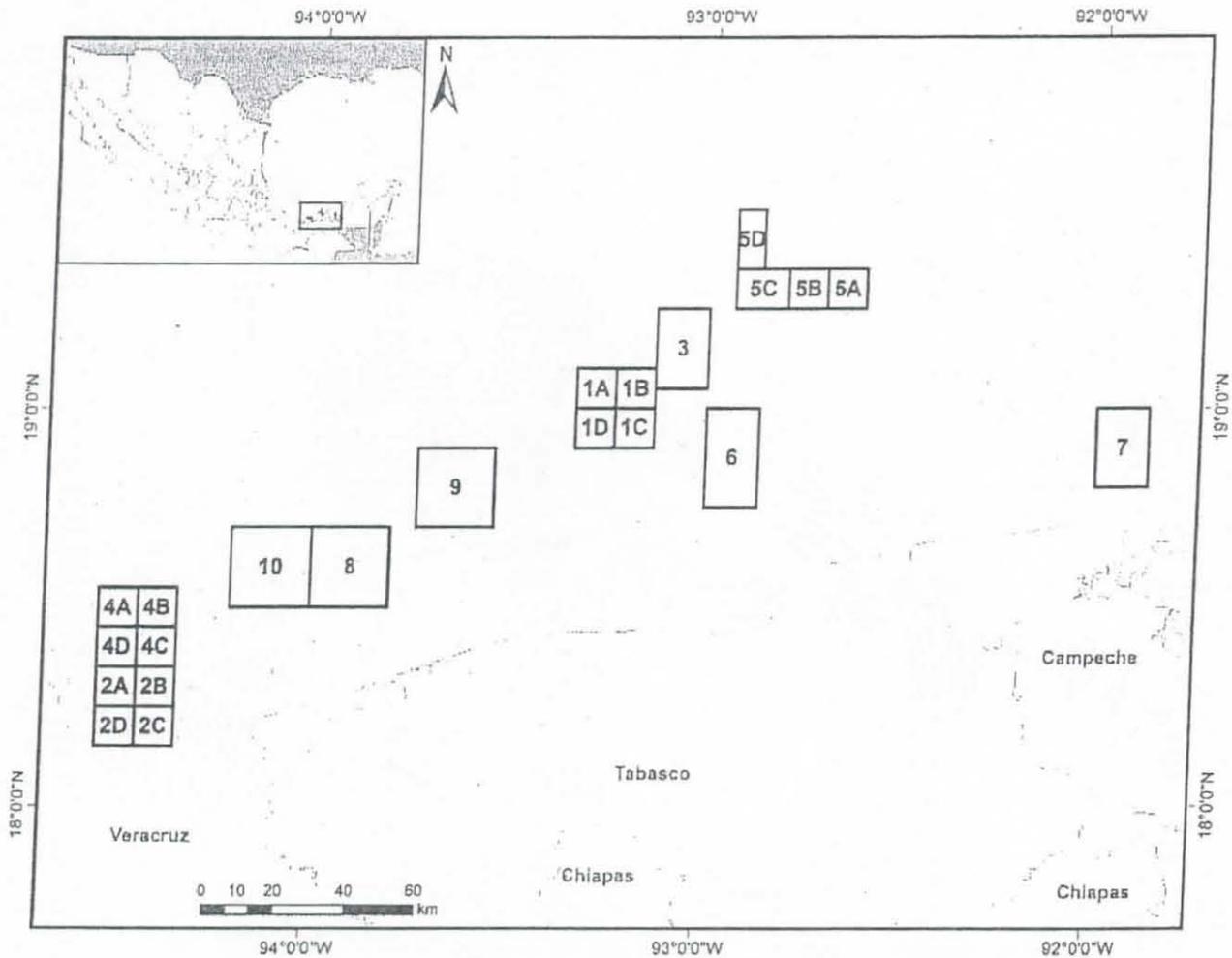


Figura 2. Mapa que muestra la localización, distribución y nomenclatura de los 22 bloques exploratorios propuestos en aguas someras para la Ronda 1.

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.

Número consecutivo	Bloque	Provincia Geológica	Área (km ²)	Número de Prospectos identificados	Principal tipo de Hidrocarburo	Recurso Prospectivo Total (MMbpce)
1	1A	Salina del Istmo	117.5	2	Aceite extrapesado	92.2
2	1B	Salina del Istmo	117.5	2	Aceite extrapesado	25.9
3	1C	Salina del Istmo	117.6	4	Aceite ligero	48.6
4	1D	Salina del Istmo	117.5	0	Aceite	4.3
5	2A	Salina del Istmo	117.6	2	Aceite ligero	25.2
6	2B	Salina del Istmo	117.6	2	Aceite ligero	23.8
7	2C	Salina del Istmo	117.7	1	Aceite ligero	8.1
8	2D	Salina del Istmo	117.7	4	Aceite ligero	47.3
9	4A	Salina del Istmo	117.5	1	Aceite pesado	17.1
10	4B	Salina del Istmo	117.5	1	Aceite ligero	17.3
11	4C	Salina del Istmo	117.6	2	Aceite ligero	19.1
12	4D	Salina del Istmo	117.5	2	Aceite ligero	22.6
13	5A	Salina del Istmo	117.5	2	Aceite pesado	20.2
14	5B	Salina del Istmo	117.5	1	Gas seco	8.9
15	5C	Salina del Istmo	156.6	1	Gas seco	8.2
16	5D	Salina del Istmo	117.4	1	Aceite extrapesado	19.3
17	3	Salina del Istmo	313.3	2	Aceite extrapesado	76.7
18	6	Salina del Istmo	392.4	2	Aceite pesado	55.7
19	7	Macuspana	314.9	3	Gas húmedo	30.2
20	8	Salina del Istmo	470.2	2	Aceite ligero	45.7
21	9	Salina del Istmo	470.1	3	Aceite ligero	39.8
22	10	Salina del Istmo	470.0	2	Aceite ligero	30.3
Total			4,350	42		686.6

Tabla 1. Detalle del área, número de prospectos, principal tipo de hidrocarburo y recursos prospectivos totales (calculados con riesgo) para los 22 bloques propuestos en Aguas Someras para la Ronda 1.

II. 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.

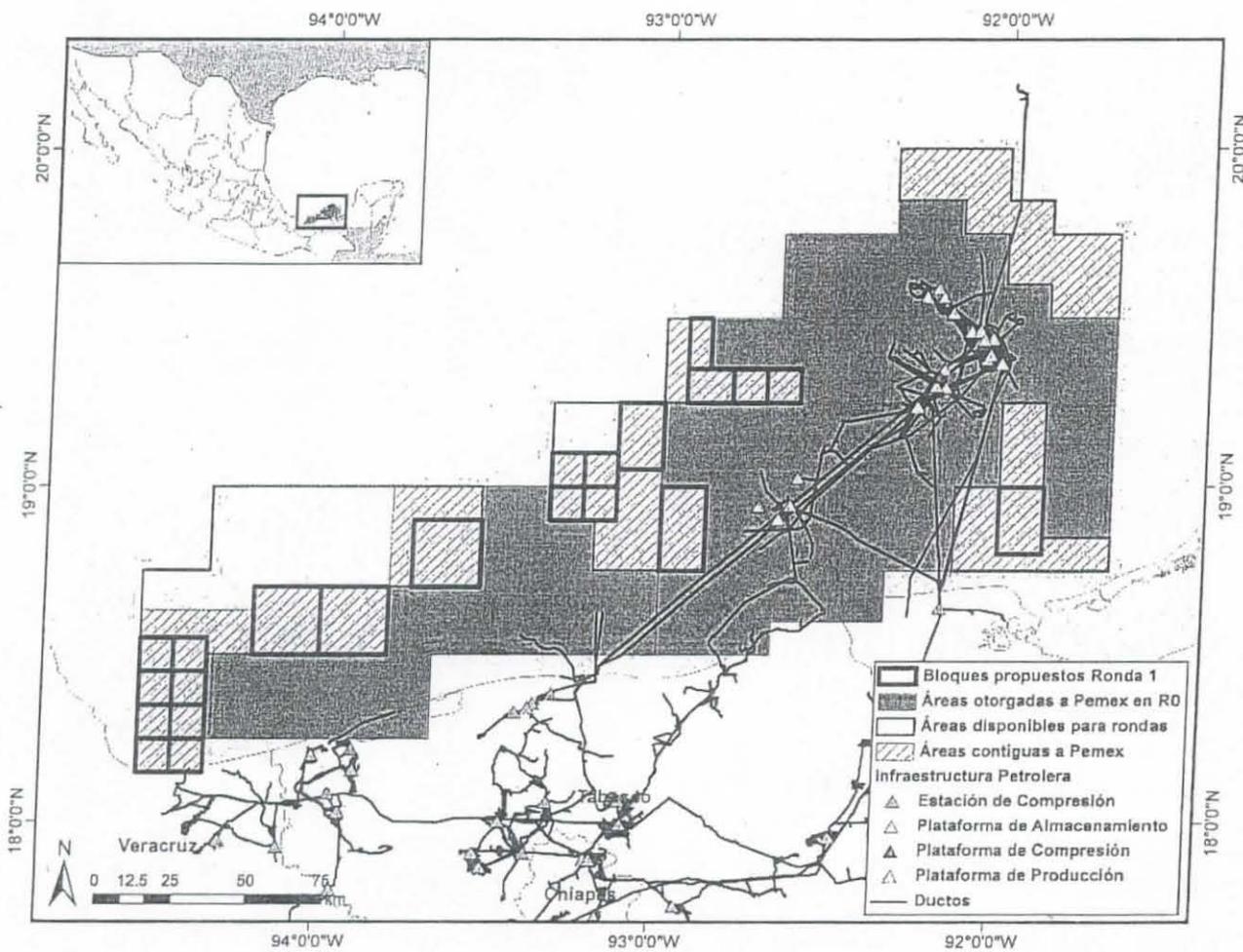


Figura 3. Mapa que muestra la ubicación y cercanía de los 22 bloques propuestos para la Ronda 1 y las áreas otorgadas a Pemex en la Ronca Cero.

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.

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.

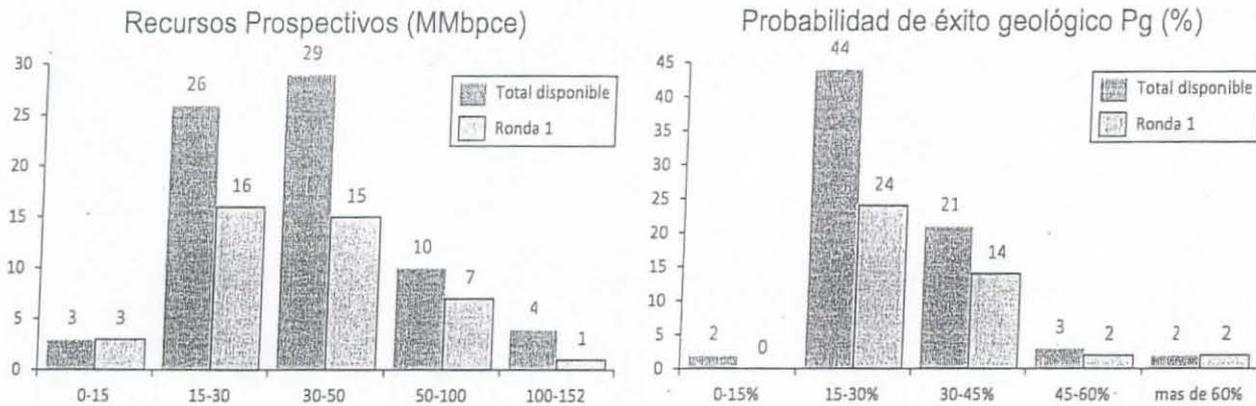


Figura 4. Gráficas comparativas de los recursos prospectivos y la probabilidad de éxito geológico (Pg) para los 72 prospectos exploratorios disponibles después de la Ronda Cero y los prospectos elegidos como parte de la propuesta de Ronda Uno. En términos de volumen de recursos representan una selección variada y representativa del total disponible, mientras que en términos del éxito geológico, se consideraron aquellos prospectos con las probabilidades más altas.

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.

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 Kimmerigdiano.

Número de Bloque	Número de Prospectos	Número de Objetivos	Objetivos Geológicos	Principal tipo de hidrocarburo	Recurso Prospectivo de los prospectos (Mmbpce)	Probabilidad de éxito geológico ponderado (fracción)
1A	2	2	Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite extrapesado	87.9	0.52
1B	2	3	Plioceno Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite extrapesado	21.5	0.30
1C	4	3	Plioceno Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite ligero	44.3	0.28
2A	2	2	Plioceno Cretácico Fracturado	Aceite ligero	20.8	0.30
2B	2	2	Mioceno Cretácico Fracturado	Aceite ligero	19.4	0.26
2C	1	1	Mioceno	Aceite ligero	3.8	0.29
2D	4	3	Plioceno Mioceno Cretácico Fracturado	Aceite ligero	43.0	0.31
4A	1	1	Plioceno	Aceite pesado	12.8	0.28
4B	1	1	Plioceno	Aceite ligero	13.0	0.36
4C	2	2	Plioceno Mioceno	Aceite ligero	14.8	0.32
4D	2	2	Plioceno Cretácico Fracturado	Aceite ligero	18.3	0.27
5A	2	2	Plioceno Cretácico Fracturado	Aceite pesado	15.9	0.37
5B	1	1	Plioceno	Gas seco	4.5	0.29
5C	1	1	Plioceno	Gas seco	2.4	0.29
5D	1	3	Cretácico Fracturado Kimmerigiano Oxfordiano	Aceite extrapesado	14.9	0.64
3	2	2	Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite extrapesado	65.1	0.38
6	2	2	Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite pesado	41.2	0.44
7	3	2	Plioceno Mioceno	Gas húmedo	18.6	0.18
8	2	2	Plioceno Mioceno	Aceite ligero	28.3	0.32
9	3	1	Plioceno	Aceite ligero	22.4	0.22
10	2	1	Plioceno	Aceite ligero	12.9	0.23

Tabla 2. 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.

Considerando el conjunto de prospectos incluidos en cada bloque, la Ronda 1 propuesta abarca todos los niveles estratigráficos con potencial petrolero de la región, dónde se espera que 12 bloques produzcan aceite ligero, 7 aceite pesado y 3 gas húmedo y seco. Esto con base en las características de los Plays objetivos y la evaluación de los prospectos en cada bloque (Tabla 2).

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.

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 22 bloques propuestos para la Ronda 1.

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).

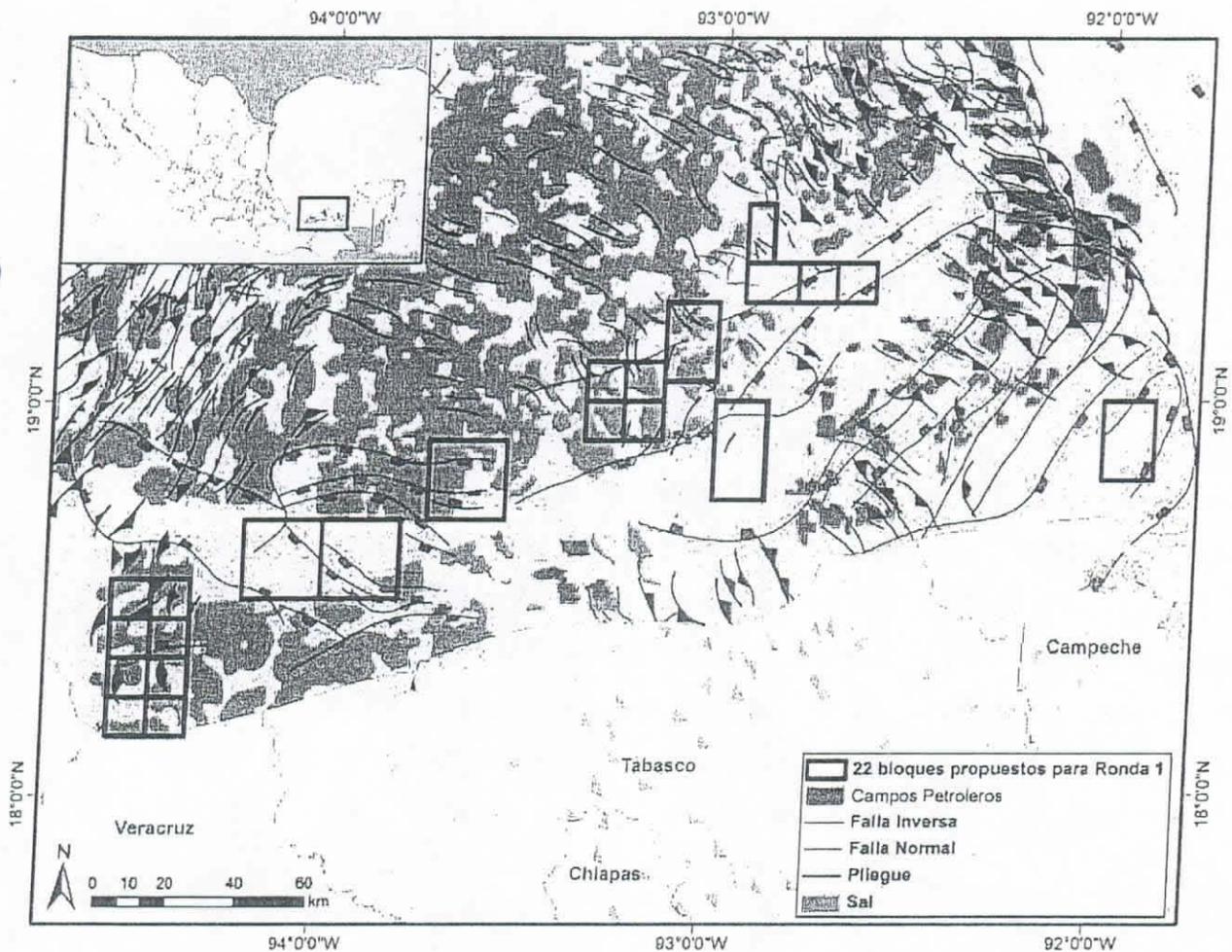


Figura 4. Mapa estructural de la zona de Aguas Someras de la Provincia de Cuencas del Sureste Marino, dónde se muestra el contexto de los bloques seleccionados en Ronda 1 y los campos petroleros más importantes hasta ahora descubiertos.

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 contraregionales, 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 2 muestra un resumen de las estructuras identificadas en cada bloque y el tipo de trampas presentes en cada bloque.

Tabla 3. Tipo de trampa, estructuras visualizadas con la información disponible y dominio tectónico presente en cada bloque propuesto para la Ronda 1.

Número de Bloque	Tipo de trampa	Número de estructuras visualizadas	Dominio tectónico
1A	Estructural	2	Compresional y Salino
1B	Estructural y Combinada	3	Extensional y Salino
1C	Combinada y Estructural	4	Compresional y Salino
1D	Combinada y Estructural	1	Salino
2A	Estructural y Estratigráfica	3	Compresional, Extensional y Salino
2B	Estratigráfica y Estructural	2	Compresional y Salino
2C	Estratigráfica	1	Acuñaamiento de facies
2D	Estructural y Combinada	4	Compresional y Salino
4A	Estructural	3	Compresional y Salino
4B	Estructural y Combinada	3	Compresional y Salino
4C	Estructural	2	Extensional y Salino
4D	Estructural y Combinada	2	Compresional y Salino
5A	Estructural y Combinada	1	Extensional
5B	Combinada	2	Compresional y extensional
5C	Combinada	3	Compresional y extensional
5D	Estructural	3	Compresional y Salino
3	Estructural	5	Compresional y Salino
6	Estructural	3	Extensional y Compresional
7	Combinada	3	Extensional
8	Estructural y Combinada	4	Extensional y Salino
9	Estructural y combinada	5	Extensional y Salino
10	Estructural	3	Extensional

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.

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 Reino Unido, Dinamarca, Estados Unidos y Noruega), el tamaño promedio de sus bloques en aguas someras (profundidades de menos de 500 m) es de alrededor de 120 km² (Fig. 5).

En este caso, 16 bloques de los 22 propuestos se ajustan a las prácticas realizadas por los países considerados como relevantes con condiciones similares a México. 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, donde los bloques pueden llegar hasta 400 km² (Fig. 6).

**Tamaño de los bloques según tirante de agua
-Países relevantes 2000-2013-**

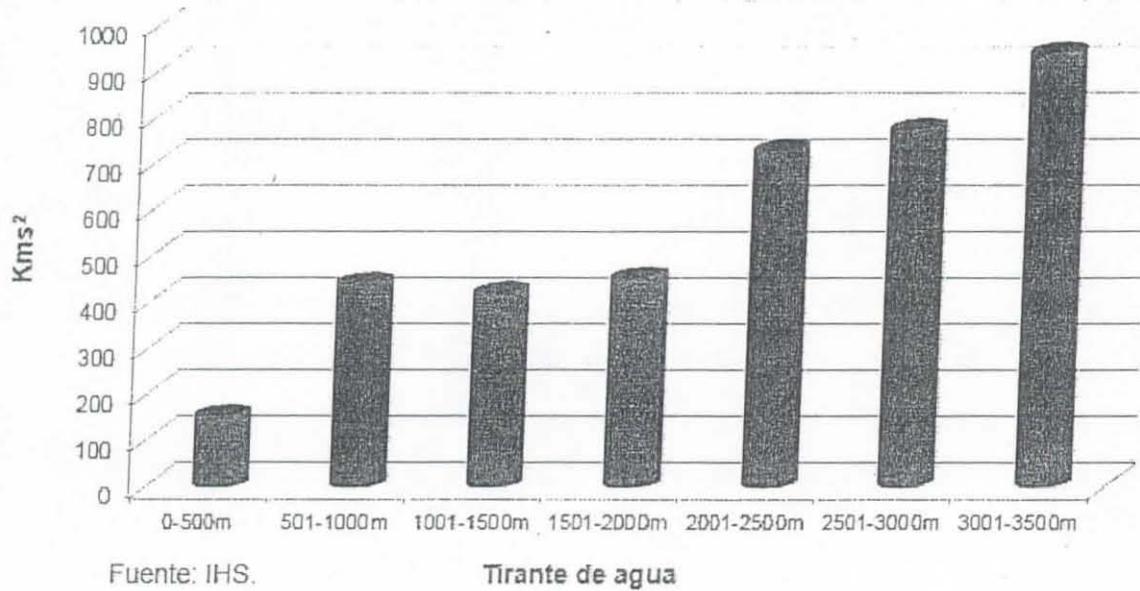


Figura 5. Gráficas comparativas de tamaños de bloque promedio de acuerdo con el tirante de agua entre países relevantes. Las áreas con tirantes de agua menores a 500 m (aguas someras) tienen un tamaño promedio de 120 km², que se ajusta con el tamaño de la mayoría de los bloques propuestos en la Ronda 1.

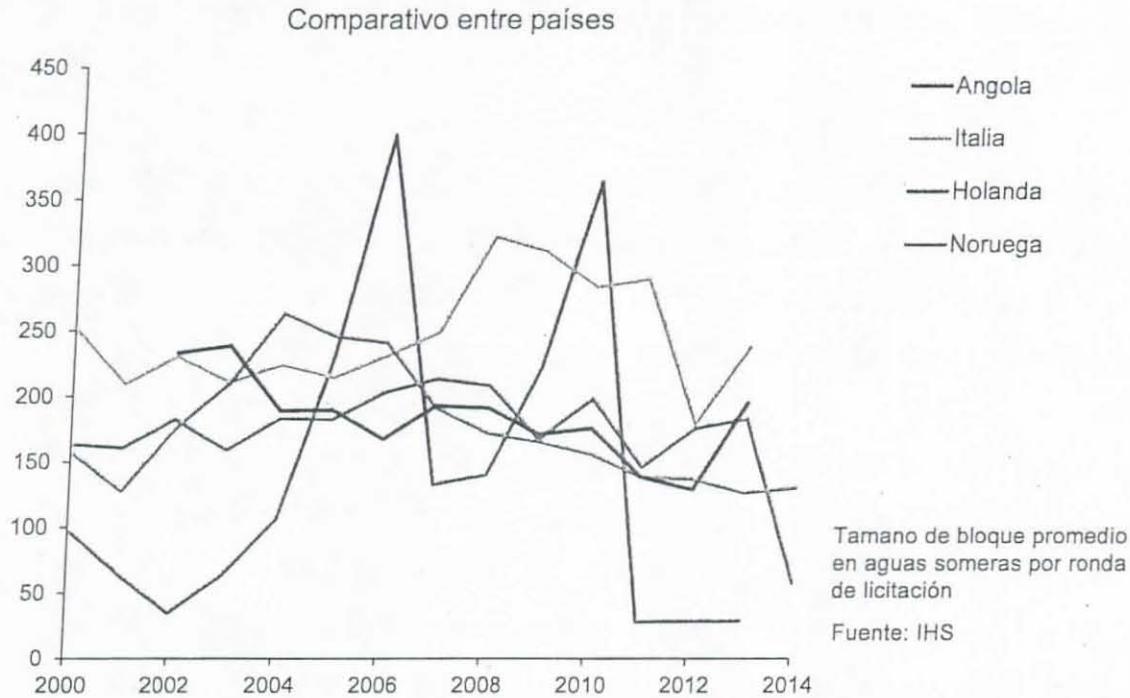


Figura 6. Gráficas comparativas de tamaños de bloque promedio en aguas someras para países como Angola, Italia, Holanda y Noruega, de acuerdo con el año de la licitación de los bloques, con grandes variaciones de acuerdo al país y mayores a 150 km².

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, dónde 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 6 bloques exploratorios con alto potencial prospectivo y dimensiones similares a las comúnmente establecidas en las prácticas de otros países en aguas someras, en dos grupos con rangos de 313-392 km² en bloques con objetivos en Plays Mesozoicos (con

menor riesgo) y de 470 km² principalmente en bloques con prospectos en Plays Terciarios (con mayor riesgo).

Esta diferencia en superficie para los 6 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 procesado 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 de valor agregado a los bloques.

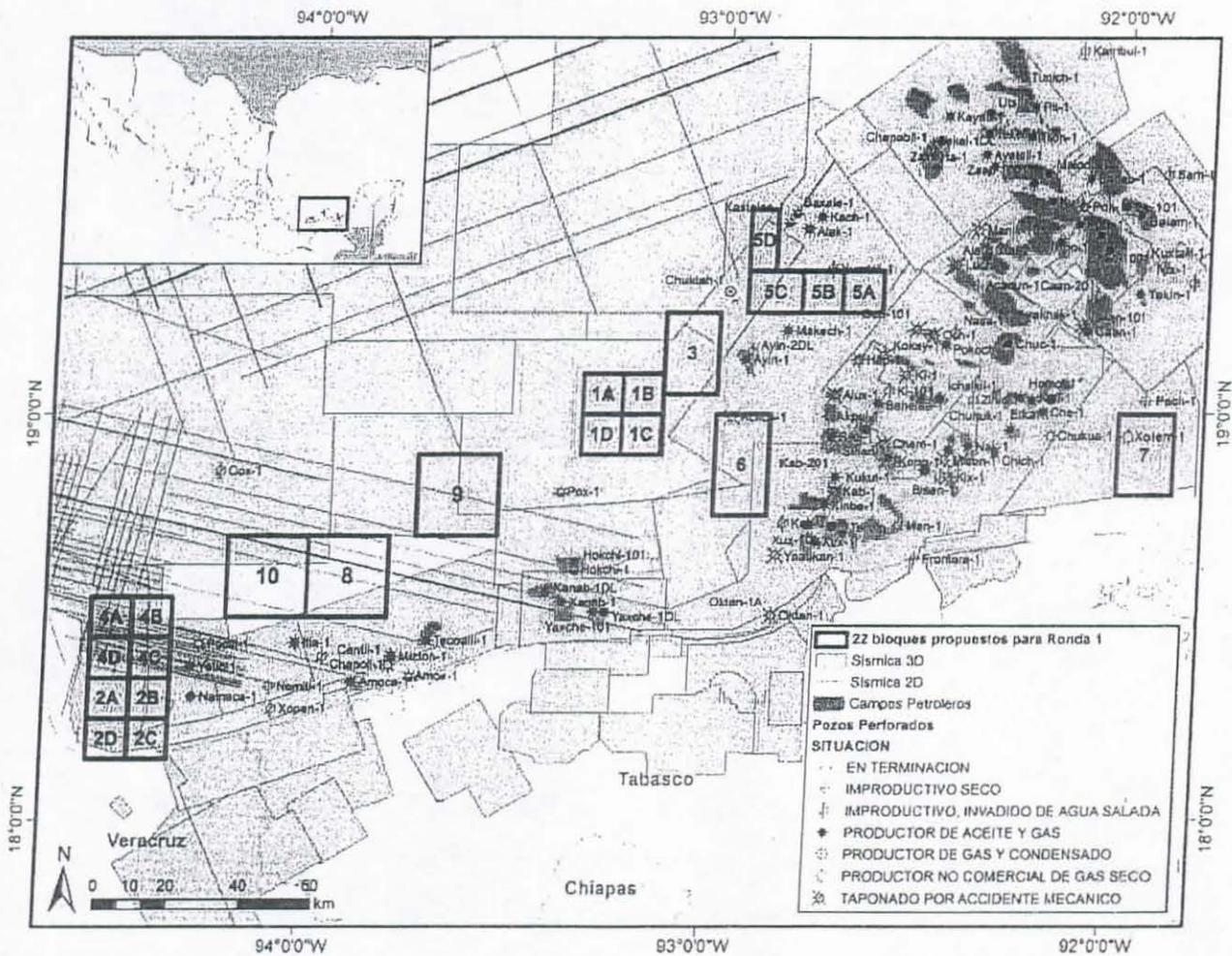


Figura 6. Mapa que muestra la intensidad de la actividad exploratoria en la región de aguas someras en términos de adquisición sísmica 2D, 3D y perforación de pozos exploratorios. La propuesta de Ronda 1 considera bloques con alto potencial y superficie mayor dónde se considera es necesario se adquiera información sísmica o se apliquen tecnologías de vanguardia, que permitan un desarrollo adecuado del potencial petrolero en este tipo de bloques.

III. COMENTARIOS FINALES

Los bloques exploratorios para la región de aguas someras de las Cuencas del Sureste Marino, propuestos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, representan una selección de áreas que considera criterios tanto técnicos-geológicos como estratégicos 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 ahora 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.

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

Documento Soporte de Decisión para la
Selección de Campos de Extracción en Aguas
Someras y Campos de Extracción de Aceite
Extra-Pesado



RECIBIDO

14 NOV. 2014

SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS
DIRECCIÓN GENERAL DE EXPLORACIÓN Y
EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.

Quien Recibe *Grace*

Hora *7:30*

NOVIEMBRE 2014

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN	3
II. ELEMENTOS Y CRITERIOS ESTABLECIDOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS CAMPOS DE EXTRACCIÓN A LICITAR EN LA RONDA UNO	4
III. EVALUACIÓN DE LOS CAMPOS EN AGUAS SOMERAS DE ACUERDO CON LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS	5
A) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVA 2P	6
B) VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	8
C) SINERGIAS CON CAMPOS PRODUCTORES Y/O FARM-OUTS DE PEMEX	9
D) INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE PARA EVACUAR LOS HIDROCARBUROS	11
E) VPN VS RESERVA 2P.....	13
F) MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN.....	14
IV. EVALUACIÓN DE LOS CAMPOS DE ACEITE EXTRA-PESADO DE ACUERDO CON LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS	16
A) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVA 2P	17
B) VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	19
C) SINERGIAS CON CAMPOS PRODUCTORES Y/O FARM-OUTS DE PEMEX	20
D) INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE PARA EVACUAR LOS HIDROCARBUROS	22
E) VPN VS RESERVA 2P.....	24
F) MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN.....	25
V. RESULTADO DE LA EVALUACIÓN.....	27

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 extra-pesado para la extracción de hidrocarburos, que puedan ser incluidos en la ronda uno de licitación, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Volumen original y reserva 2P.
- VPN.
- Sinergias con campos productores y/o *farm-outs* de Pemex.
- Infraestructura disponible para evacuar los hidrocarburos.

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 los campos que conserva el Estado como consecuencia de la Ronda Cero.

Conviene señalar que este documento es el soporte de decisión de la selección de campos petroleros descubiertos y ubicados en el Golfo de México, considerados como de aguas someras y como de aceite extra-pesado.

II. Elementos y criterios establecidos para la selección de los campos de extracción a licitar en la Ronda Uno

Los criterios establecidos para la selección de campos en aguas someras y campos de aceite extra-pesado para la extracción de hidrocarburos, que se proponen en la Ronda Uno de licitación, se describen a continuación:

- **Volumen original:** es aquella cantidad de petróleo que se estima exista originalmente en acumulaciones naturales. Esto incluye aquella cantidad que se estima, a una fecha dada, esté contenida en acumulaciones conocidas previo al inicio de su producción, más aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir (equivalente a los "recursos totales")¹.
- **Reserva 2P:** conforme a la gráfica de probabilidad acumulada de las reservas, son las estimaciones que tienen un 50% de probabilidad o mayor de ser recuperadas².
- **Valor Presente Neto (VPN):** corresponde a la suma de los flujos de efectivo de un proyecto de desarrollo, descontados a una tasa de descuento definida y por un periodo de tiempo definido¹.
- **Sinergias con campos productores y/o farm-outs de Pemex:** se refiere a la cercanía con alguno de los campos que Pemex ha visualizado para realizar *farm-outs*.
- **Infraestructura disponible para evacuar los hidrocarburos:** se refiere a la cercanía con infraestructura existente para transportar los hidrocarburos después de ser extraídos del subsuelo.

¹ Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System (November 2011)
http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf

² Resolución CNH.08.001/12 Lineamientos de Reservas de Hidrocarburos CNH.

III. Evaluación de los campos en aguas someras de acuerdo con los criterios establecidos

A continuación se presentan los resultados para cada uno de los campos analizados (Fig. 1) con base en los criterios establecidos.

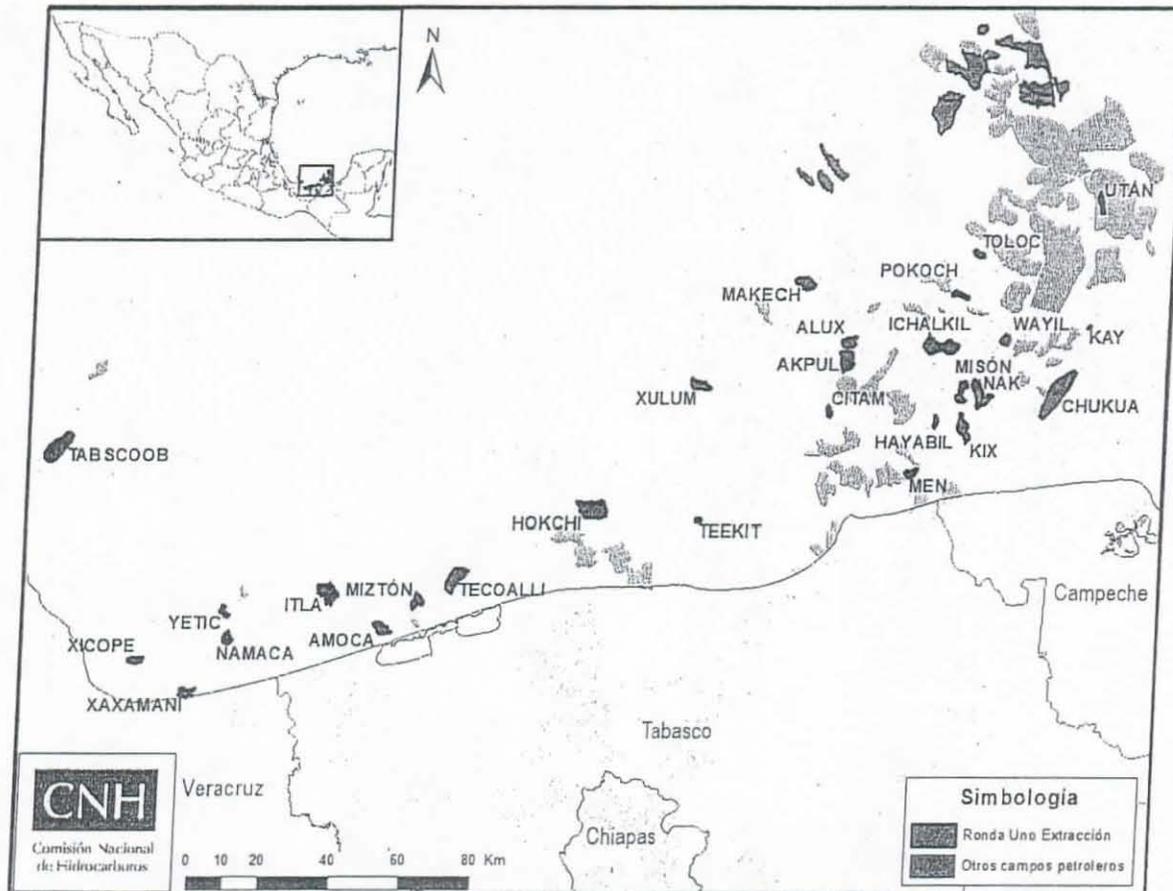


Fig. 1 Campos en aguas someras considerados para el análisis

A) Volumen original y reserva 2P

Campo	Volumen original	
	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmpc)
Hokchi	305.18	143.93
Miztón	242.31	187.21
Amoca	199.57	76.19
Ichalkil	148.01	214.66
Pokoch	122.26	174.35
Xulum	115.36	13.85
Misón	90.94	77.09
Nak	77.99	318.79
Tecoalli	73.44	51.41
Alux	70.96	23.49
Makech	63.52	21.34
Teekit	63.08	12.27
Toloc	57.53	65.94
Wayil	43.21	138.29
Xaxamani	31.27	38.85
Citam	31.13	13.64
Kix	23.84	72.85
Után	0.00	22.57
Kay	0.00	0.00
Akpul	0.00	126.49
Chukua	0.00	178.32
Hayabil	0.00	0.00
Itla	0.00	0.00
Men	0.00	150.21
Namaca	0.00	0.00
Tabascoob	0.00	0.00
Xicope	0.00	0.00
Yetic	0.00	0.00

Tabla 1 Campos en aguas someras jerarquizados por Volumen Original

Campo	Reserva 2P (mmbpce)
Miztón	69.82
Hokchi	66.70
Pokoch	46.09
Ichalkil	39.34
Nak	37.73
Amoca	33.60
Chukua	27.35
Misión	26.12
Akpul	20.48
Men	20.22
Tecoalli	18.10
Xulum	17.71
Alux	15.90
Wayil	13.58
Makech	13.55
Kix	13.06
Teekit	12.24
Toloc	11.61
Xaxamani	7.99
Után	3.05
Citam	2.27
Kay	0.00
Hayabil	0.00
Itla	0.00
Namaca	0.00
Tabascoob	0.00
Xicope	0.00
Yetic	0.00

Tabla 2 Campos en aguas someras jerarquizados por Reserva 2P

B) Valor Presente Neto (VPN)

Campo	VPN antes de impuestos SHCP (VPN@12%) (\$ mmusd)
Hokchi	2495.49
Miztón	2295.77
Pokoch	1471.38
Ichalkil	1119.39
Nak	1006.58
Misión	966.66
Amoca	921.06
Alux	699.45
Xulum	583.40
Toloc	572.96
Tecoalli	555.32
Makech	504.95
Wayil	380.70
Kix	349.96
Teekit	307.50
Men	235.19
Xaxamani	165.17
Akpul	160.24
Citam	108.51
Chukua	96.38
Után	46.20
Kay	0.00
Hayabil	0.00
Itla	0.00
Namaca	0.00
Tabascoob	0.00
Xicope	0.00
Yetic	0.00

Tabla 3 Campos en aguas someras jerarquizados por VPN@12%

C) Sinergias con campos productores y/o farm-outs de Pemex

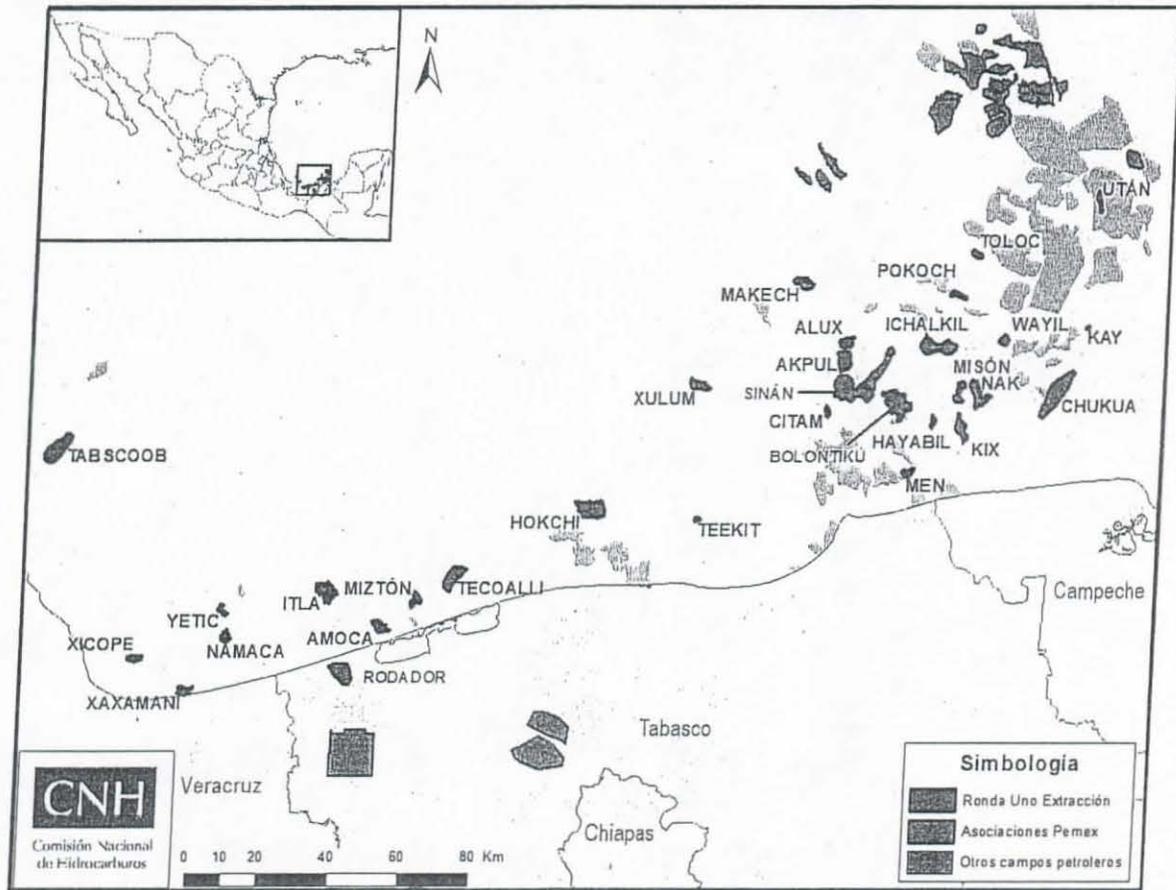


Fig. 2 Farm-outs de Pemex cercanos a los campos en aguas someras

Campo	Sinergias con campos productores y/o farm-outs de Pemex (km)
Akpul	0 -- 5
Citam	0 -- 5
Hayabil	5 -- 10
Alux	5 -- 10
Ichalkil	5 -- 10
Makech	10 -- 15
Kix	10 -- 15
Men	10 -- 15
Amoca	>15
Nak	>15
Itla	>15
Pokoch	>15
Misión	>15
Miztón	>15
Wayil	>15
Namaca	>15
Tecoalli	>15
Yetic	>15
Toloc	>15
Xulum	>15
Chukua	>15
Xaxamani	>15
Teekit	>15
Xicope	>15
Kay	>15
Után	>15
Hokchi	>15
Tabascoob	>15

Tabla 4 Campos en aguas someras jerarquizados por la distancia al farm-out más cercano (Campos Sinán, Bolontikú, Rodador). Los campos Misón y Nak (resaltados en amarillo) se proponen en agrupación para Ronda Uno.

D) Infraestructura disponible para evacuar los hidrocarburos

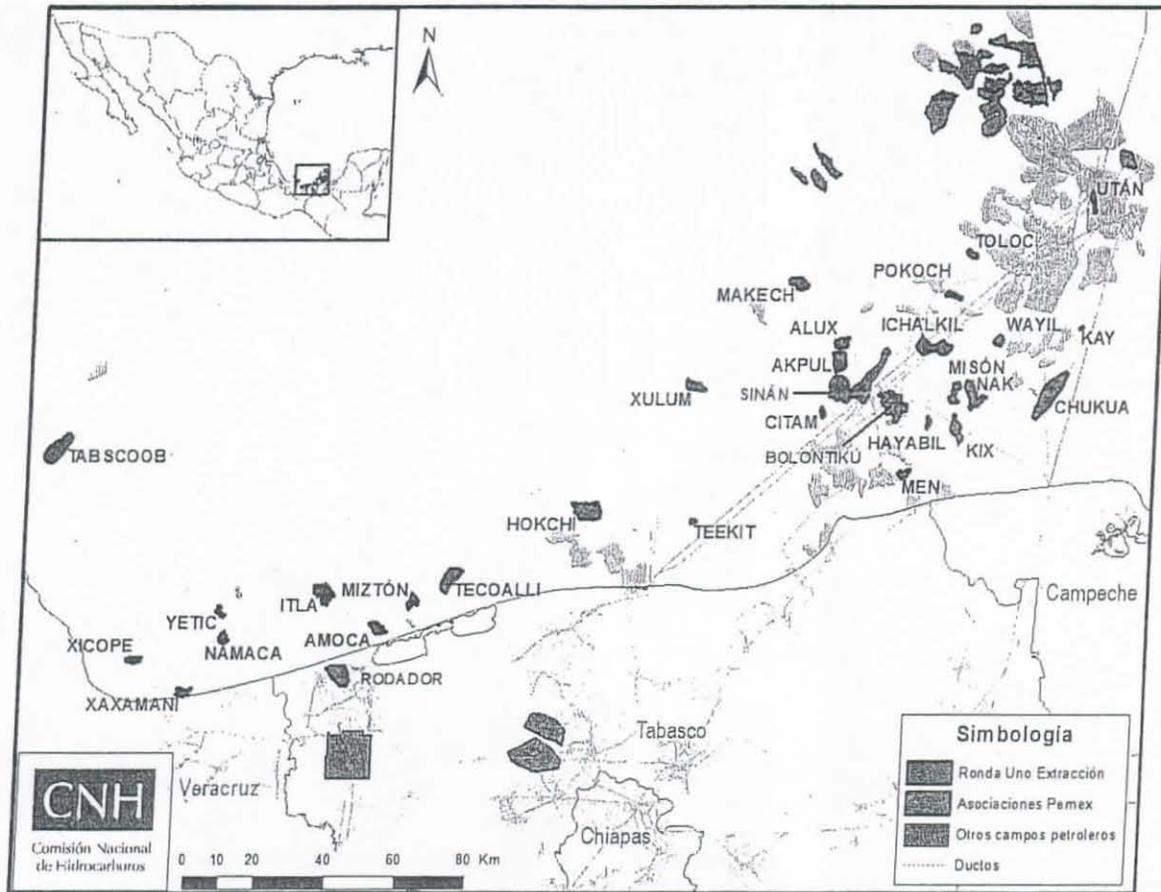


Fig. 3 Infraestructura cercana a los campos en aguas someras

Campo	Infraestructura disponible para evacuar los hidrocarburos (km)
Pokoch	0--5
Ichalkil	0--5
Misión	0--5
Alux	0--5
Wayil	0--5
Kix	0--5
Teekit	0--5
Men	0--5
Xaxamani	0--5
Akpul	0--5
Citam	0--5
Chukua	0--5
Után	0--5
Kay	0--5
Hayabil	0--5
Hokchi	5--10
Miztón	5--10
Nak	5--10
Amoca	5--10
Toloc	5--10
Namaca	10--15
Xulum	>15
Tecoalli	>15
Makech	>15
Itla	>15
Tabascoob	>15
Xicope	>15
Yetic	>15

Tabla 5 Campos en aguas someras jerarquizados por su distancia a la infraestructura disponible.

E) VPN vs Reserva 2P

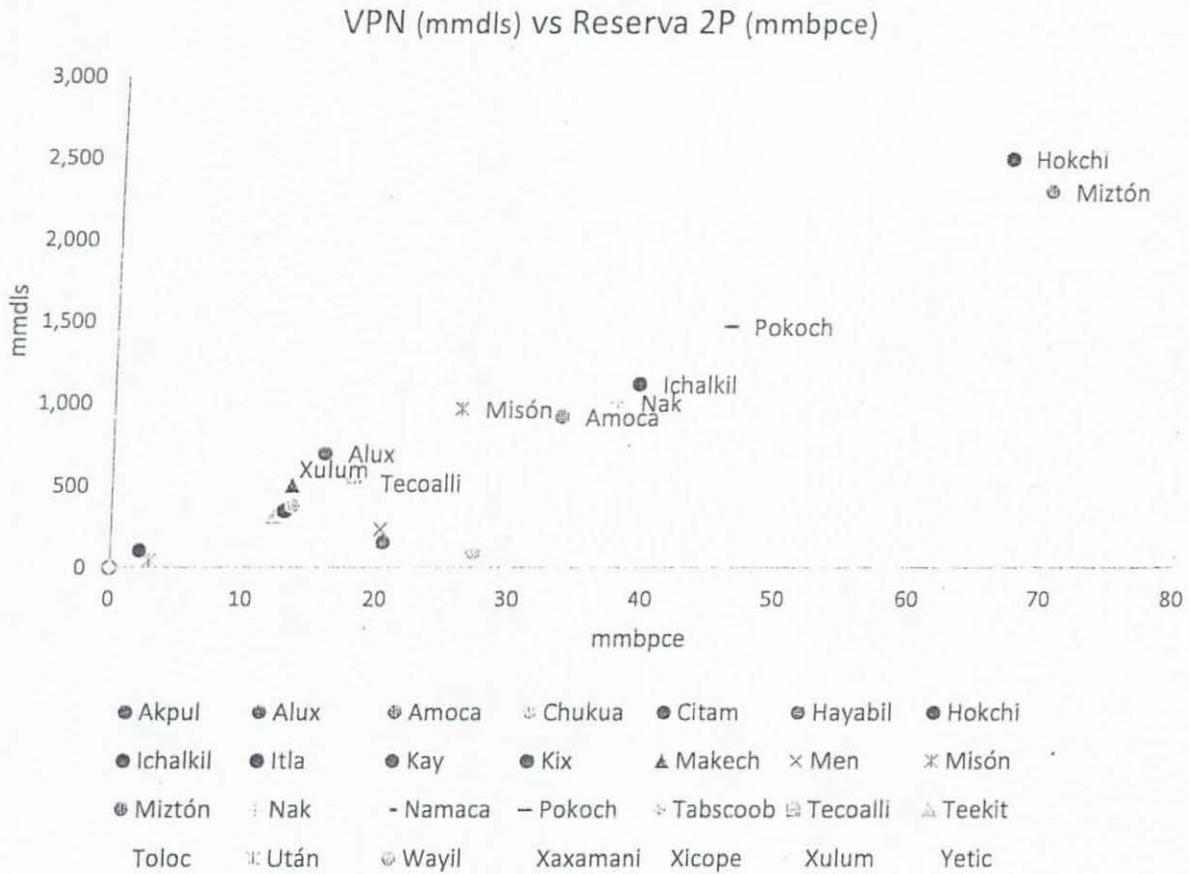


Fig. 4 VPN@12% vs Reserva 2P de campos en aguas someras.

En la Fig. 4 se pueden observar algunos de los campos que presentan mayor VPN a la tasa de descuento del 12% antes de impuestos, así como las reservas 2P de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014 asociadas a dichos campos ubicados en aguas someras, de los cuales los campos Hockchi y Miztón presentan los mayores valores en ambos indicadores.

F) Matriz de jerarquización

Con la finalidad de determinar los mejores campos de acuerdo a los criterios de selección señalados por la SENER, esta Comisión utilizó los valores de las variables:

- Volumen original
- Reservas 2P
- Valor Presente Neto

Lo cuales fueron normalizados con respecto al valor mayor de los campos analizados.

Y además para el caso de las variables de sinergia y, distancia a infraestructura, se generaron histogramas con clases de 0 a 5 km, de 5 a 10 km y de 10 a 15 km y se asignó mayor valor conforme a la menor distancia.

De acuerdo a lo anterior, se obtuvo un valor escalado para todas las variables de cada campo. Se sumaron los valores y, posteriormente, considerando una ponderación de 30% para el volumen original, 20% para la reserva 2P, 30% para el VPN, 10% para la sinergia y 10% para la distancia a la infraestructura, se determinó el valor de cada variable considerando ponderación.

La calificaciones de los campos se normalizaron nuevamente considerando la calificación mayor, con el fin de representar la proporción en que un campo es mejor respecto a otro, obteniendo el puntaje total que permite jerarquizar el mejor campo considerando todos los criterios de manera ponderada y normalizada.

En la siguiente matriz se puede observar el resultado de la evaluación realizada, de acuerdo con los criterios anteriormente mencionados.

Campo	Ponderador por indicador					Puntaje total
	0.30	0.20	0.30	0.10	0.10	
	Vol. Original (mmb)	Reserva 2P (mmbpce)	VPN (\$ mmusd)	Sinergias con campos productores y/o farm-outs de Pemex (km)	Infraestructura disponible para evacuar los hidrocarburos (km)	
Hokchi	305.18	66.70	2495.49	>15	5 --10	100.00
Miztón	242.31	69.82	2295.77	>15	5 --10	93.45
Pokoch	199.57	46.09	1471.38	>15	0 -- 5	66.51
Amoca	148.01	33.60	921.06	>15	5 --10	63.97
Ichalkil	122.26	39.34	1119.39	5 -- 10	0 -- 5	63.93
Nak	115.36	37.73	1006.58	>15	5 --10	53.45
Misión	90.94	26.12	966.66	>15	0 -- 5	51.95
Alux	77.99	15.90	699.45	5 -- 10	0 -- 5	44.99
Xulum	73.44	17.71	583.40	>15	>15	44.49
Tecoalli	70.96	18.10	555.32	>15	>15	41.21
Makech	63.52	13.55	504.95	10 -- 15	>15	39.37
Toloc	63.08	11.61	572.96	>15	5 --10	39.05
Wayil	57.53	13.58	380.70	>15	0 -- 5	36.94
Teekit	43.21	12.24	307.50	>15	0 -- 5	36.63
Kix	31.27	13.06	349.96	10 -- 15	0 -- 5	35.54
Men	31.13	20.22	235.19	10 -- 15	0 -- 5	33.90
Akpul	23.84	20.48	160.24	0 -- 5	0 -- 5	33.10
Chukua	0.00	27.35	96.38	>15	0 -- 5	32.31
Xaxamani	0.00	7.99	165.17	>15	0 -- 5	30.70
Citam	0.00	2.27	108.51	0 -- 5	0 -- 5	30.38
Hayabil	0.00	0.00	0.00	5 -- 10	0 -- 5	25.46
Után	0.00	3.05	46.20	>15	0 -- 5	24.91
Kay	0.00	0.00	0.00	>15	0 -- 5	23.50
Itla	0.00	0.00	0.00	>15	>15	22.53
Namaca	0.00	0.00	0.00	>15	10 --15	22.53
Yetic	0.00	0.00	0.00	>15	>15	22.53
Tabascoob	0.00	0.00	0.00	>15	>15	21.55
Xícope	0.00	0.00	0.00	>15	>15	21.55

Tabla 6 Matriz de jerarquización de los campos en aguas someras.

IV. Evaluación de los campos de aceite extra-pesado de acuerdo con los criterios establecidos

A continuación se presentan los resultados para cada uno de los campos analizados (Fig. 5) con base en los criterios establecidos.

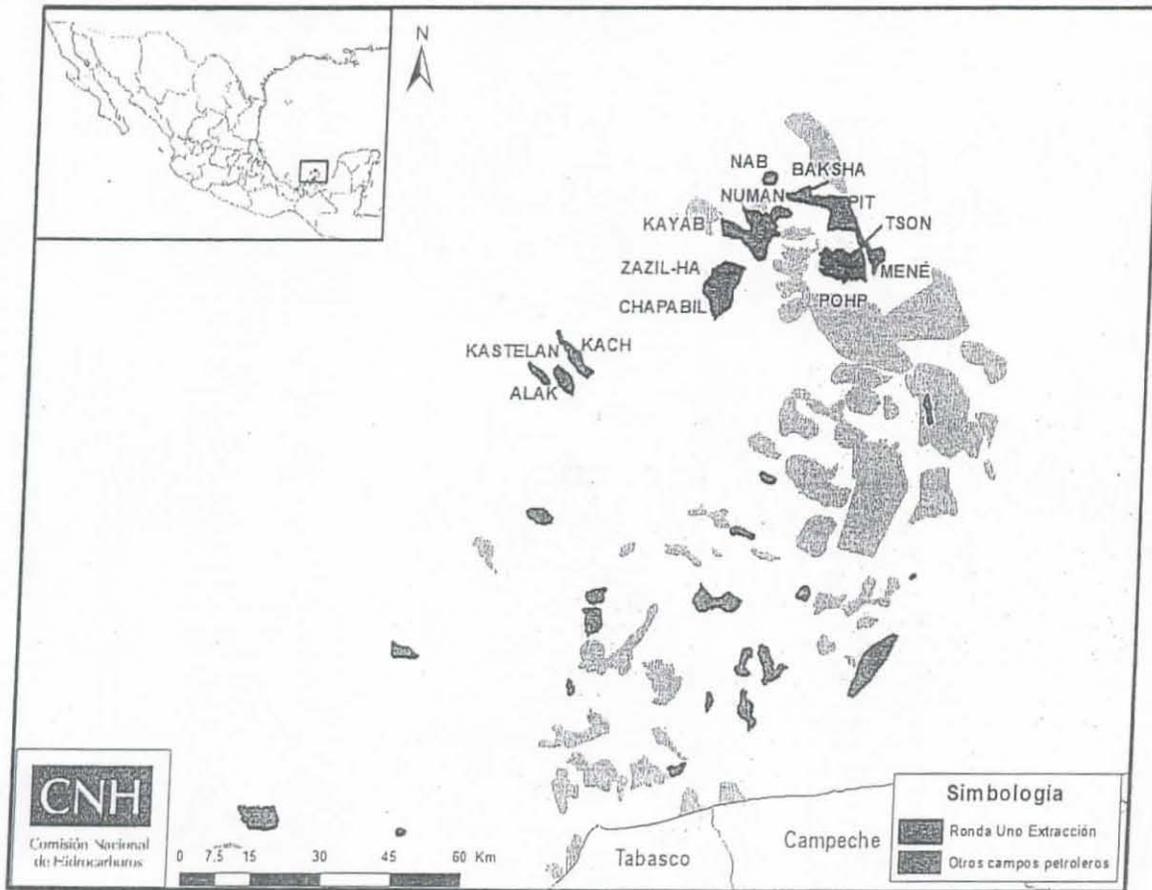


Fig.5 Campos de aceite extra-pesado considerados para el análisis

A) Volumen original y reserva 2P

Campo	Volumen original	
	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmmpc)
Kayab	3,090.03	427.04
Pit	2,870.21	216.40
Pohp	515.20	102.52
Baksha	449.55	61.87
Kach	405.01	52.86
Tson	351.36	85.82
Alak	260.57	87.78
Chapabil	234.28	26.04
Mené	203.11	43.15
Nab	0.00	0.00
Numán	0.00	0.00
Zazil-Ha	0.00	0.00
Kastelán	0.00	0.00

Tabla 7 Campos de aceite extra-pesado jerarquizados por Volumen Original

Campo	Reserva 2P (mmbpce)
Pit	313.92
Kayab	231.75
Kach	66.61
Baksha	43.17
Alak	42.64
Pohp	34.33
Mené	25.63
Tson	24.32
Chapabil	15.97
Nab	0.00
Numán	0.00
Zazil-Ha	0.00
Kastelán	0.00

Tabla 8 Campos aceite extra-pesado jerarquizados por Reserva 2P

B) Valor Presente Neto (VPN)

Campo	VPN antes de impuestos SHCP (VPN@12%) (\$ mmusd)
Pit	6,411.97
Kayab	6,301.51
Kach	2,137.13
Alak	1,336.18
Baksha	1,046.06
Pohp	827.48
Mené	789.39
Tson	569.41
Chapabil	335.68
Nab	0.00
Numán	0.00
Zazil-Ha	0.00
Kastelán	0.00

Tabla 9 Campos de aceite extra-pesado jerarquizados por VPN@12%

C) Sinergias con campos productores y/o farm-outs de Pemex

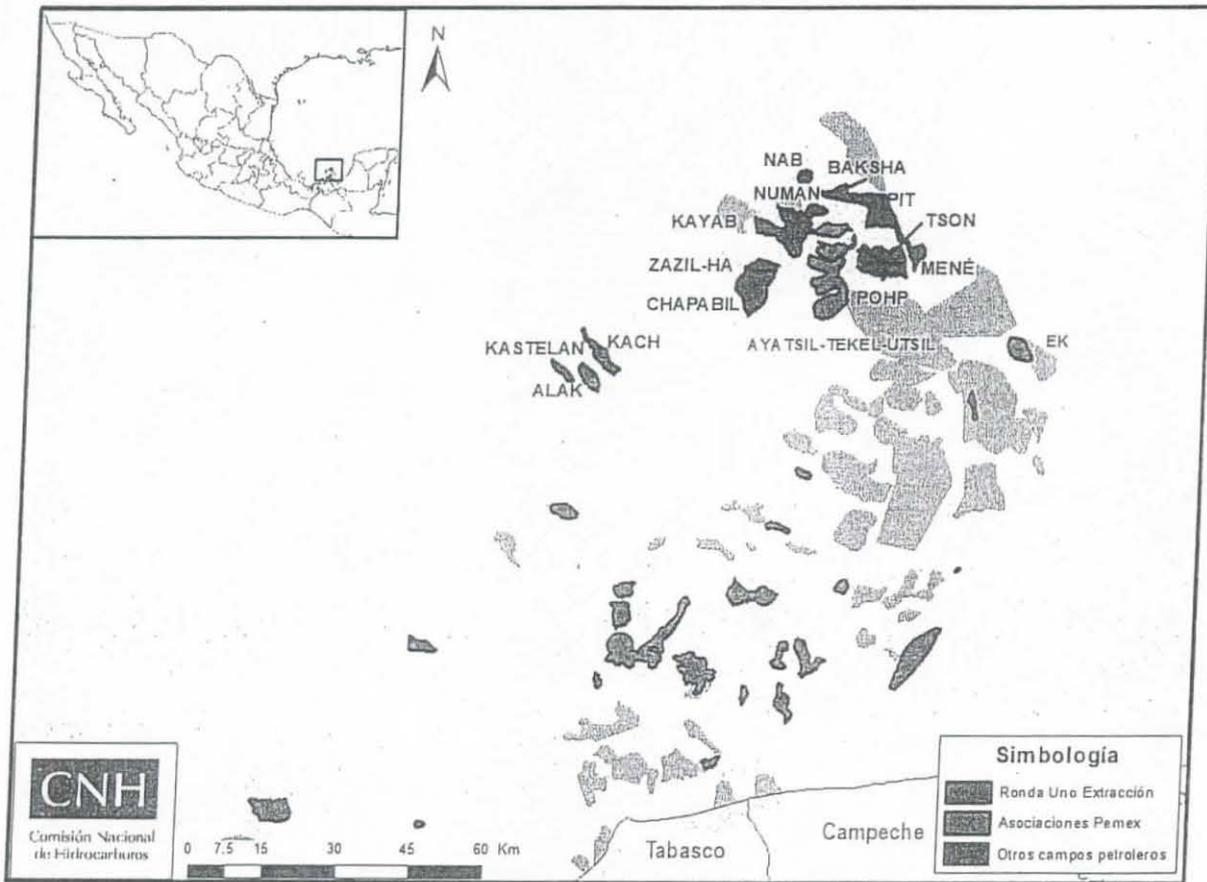


Fig. 6 Farm-outs de Pemex cercanos a los campos de aceite extra-pesado

Campo	Sinergias con campos productores y/o farm-outs de Pemex (km)
Phop	5 -- 10
Tson	5 -- 10
Zazil-Ha	5 -- 10
Kayab	10 -- 15
Chapabil	10 -- 15
Numán	10 -- 15
Baksha	10 -- 15
Pit	>15
Mené	>15
Nab	>15
Kach	>15
Alak	>15
Kastelán	>15

Tabla 10 Campos de aceite extra-pesado jerarquizados por la distancia al farm-out de Ayatsil-Tekel-Utsil. Se propone que los campos Phop y Tson (resaltados en verde) se agrupen para Ronda Uno, así como también Kach, Alak y Kastelán (resaltados en amarillo).

D) Infraestructura disponible para evacuar los hidrocarburos

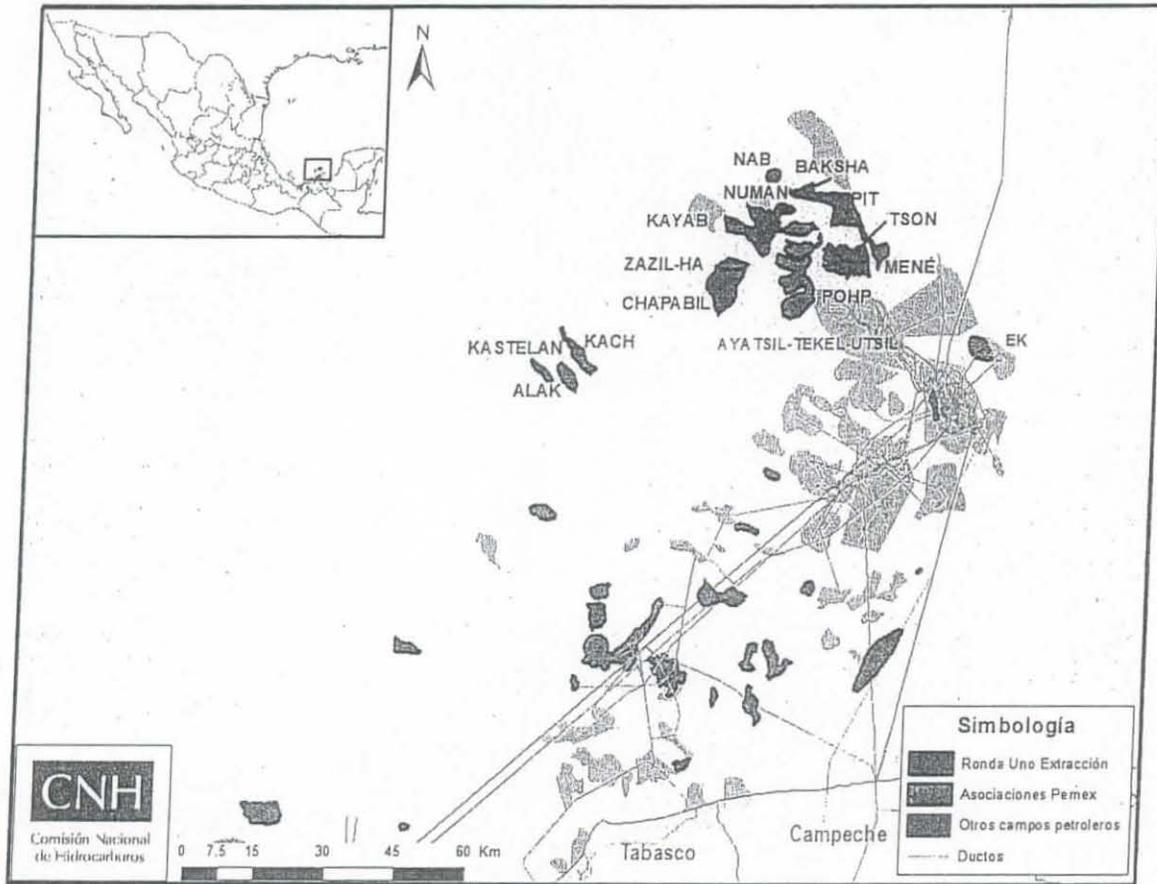


Fig. 7 Infraestructura cercana a los campos de aceite extra-pesado

Campo	Infraestructura disponible para evacuar los hidrocarburos (km)
Pohp	0 -- 5
Tson	5 -- 10
Mené	5 -- 10
Kayab	10 -- 15
Pit	10 -- 15
Baksha	>15
Kach	>15
Alak	>15
Chapabil	>15
Nab	>15
Numán	>15
Zazil-Ha	>15
Kastelán	>15

Tabla 11 Campos de aceite extra-pesado jerarquizados por su distancia a la infraestructura disponible.

E) VPN vs Reserva 2P

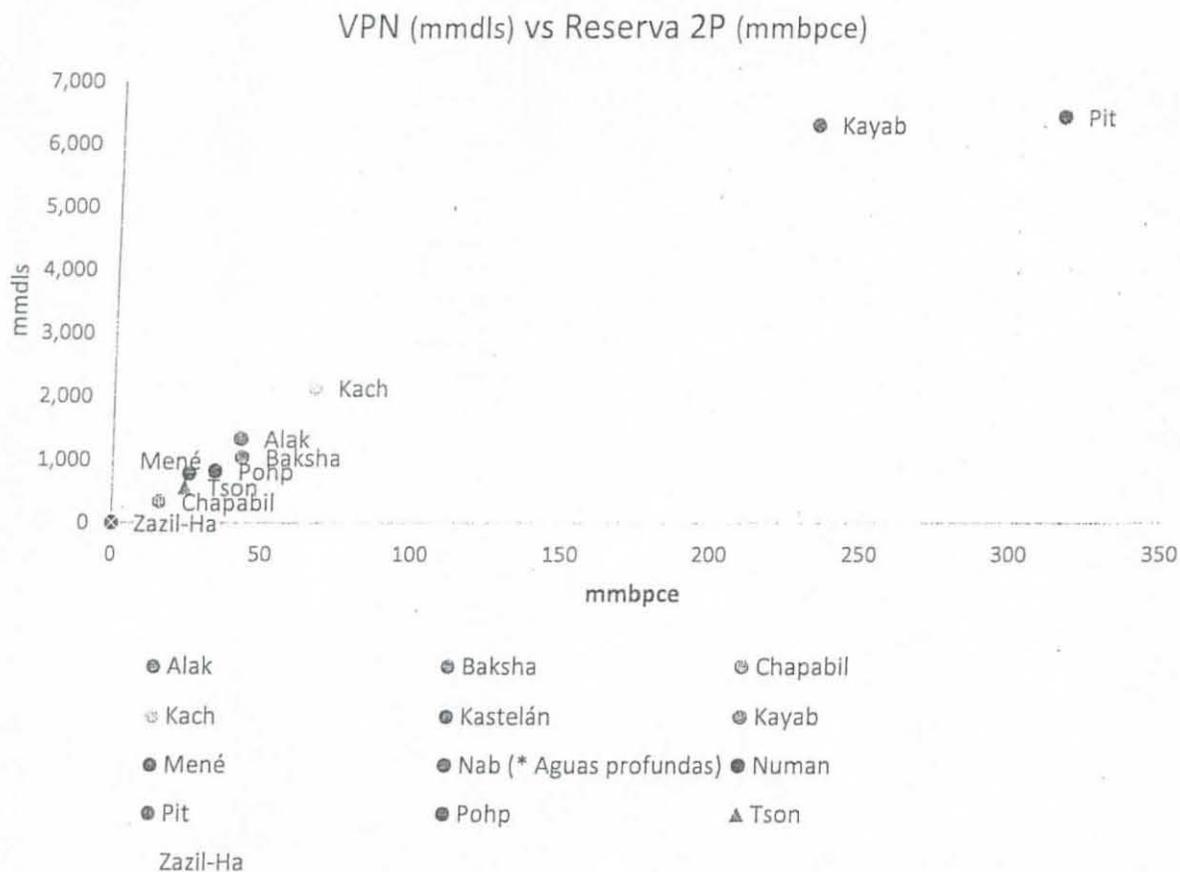


Fig. 8 VPN@12% vs Reserva 2P de campos de aceite extra-pesado.

En la Fig. 8 se pueden observar algunos de los campos que presentan mayor VPN a la tasa de descuento del 12% antes de impuestos, así como las reservas 2P de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014 asociadas a dichos campos de aceite extra-pesado, de los cuales los campos Kayab y Pit presentan los mayores valores en ambos indicadores.

F) Matriz de jerarquización

Con la finalidad de determinar los mejores campos de acuerdo a los criterios de selección señalados por la SENER, esta Comisión utilizó los valores de las variables:

- Volumen original
- Reservas 2P
- Valor Presente Neto

Lo cuales fueron normalizados con respecto al valor mayor de los campos analizados.

Y además para el caso de las variables de sinergia y, distancia a infraestructura, se generaron histogramas con clases de 0 a 5 km, de 5 a 10 km y de 10 a 15 km y se asignó mayor valor conforme a la menor distancia.

De acuerdo a lo anterior, se obtuvo un valor escalado para todas las variables de cada campo. Se sumaron los valores y, posteriormente, considerando una ponderación de 30% para el volumen original, 20% para la reserva 2P, 30% para el VPN, 10% para la sinergia y 10% para la distancia a la infraestructura, se determinó el valor de cada variable considerando ponderación.

La calificaciones de los campos se normalizaron nuevamente considerando la calificación mayor, con el fin de representar la proporción en que un campo es mejor respecto a otro, obteniendo el puntaje total que permite jerarquizar el mejor campo considerando todos los criterios de manera ponderada y normalizada.

En la siguiente matriz se puede observar el resultado de la evaluación realizada, de acuerdo con los criterios anteriormente mencionados.

	0.3	0.2	0.3	0.1	0.1	
Campo	Vol. Original (mmb)	Reserva 2P (mmbpce)	VPN (\$ mmusd)	Sinergias con campos productores y/o farm-outs de Pemex (km)	Infraestructura disponible para evacuar los hidrocarburos (km)	Puntaje total
Pit	2870.21	313.92	6411.97	>15	10 -- 15	100.00
Kayab	3090.03	231.75	6301.51	10 -- 15	10 -- 15	97.40
Kach	405.01	66.61	2137.13	>15	>15	39.83
Pohp	515.20	34.33	827.48	5 -- 10	0 -- 5	36.74
Baksha	449.55	43.17	1046.06	10 -- 15	>15	34.71
Alak	260.57	42.64	1336.18	>15	>15	33.21
Tson	351.36	24.32	569.41	5 -- 10	5 -- 10	32.34
Mené	203.11	25.63	789.39	>15	5 -- 10	31.03
Chapabil	234.28	15.97	335.68	10 -- 15	>15	27.62
Zazil-Ha	0.00	0.00	0.00	5 -- 10	>15	23.79
Numán	0.00	0.00	0.00	10 -- 15	>15	22.80
Nab	0.00	0.00	0.00	>15	>15	21.81
Kastelán	0.00	0.00	0.00	>15	>15	21.81

Tabla 12 Matriz de jerarquización de los campos de aceite extra-pesado.

V. Resultado de la evaluación

Derivado del análisis realizado por esta Comisión, los campos en aguas someras y campos de aceite extra-pesado, que se proponen para la primera ronda de licitación, son los siguientes:

Campos en aguas someras

De la aplicación de criterios para la selección de campos, el resultado se presenta en la Tabla 6, los siguientes 10 campos (Tabla 13 y Fig. 9) son aquellos con mayor puntaje, por lo que se propone que se consideren dentro de los campos en aguas someras a licitar en Ronda Uno.

Campo	Puntaje total
Hokchi	100.00
Miztón	93.45
Pokoch	66.51
Amoca	63.97
Ichalkil	63.93
Nak	53.45
Misión	51.95
Alux	44.99
Xulum	44.49
Tecoalli	41.21

Tabla 13 Campos en aguas someras propuestos

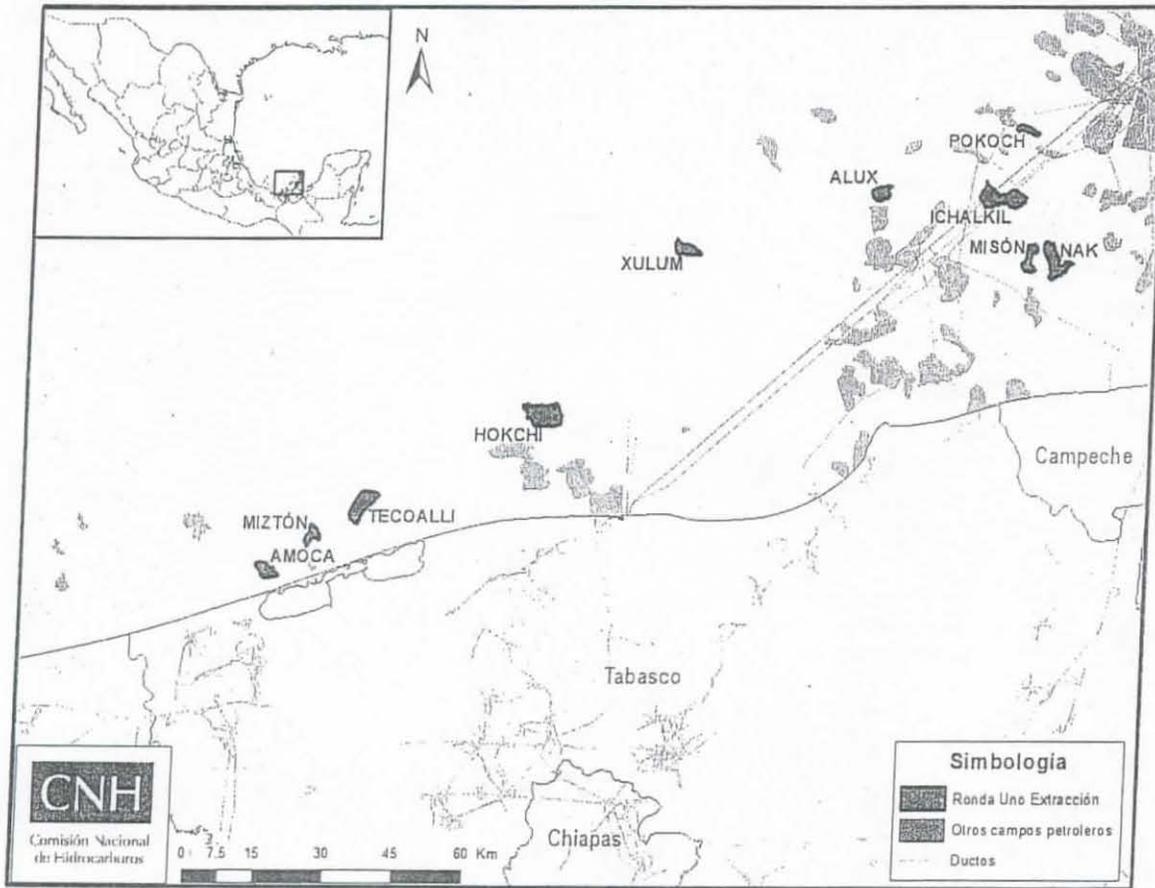


Fig. 9 Campos en aguas someras propuestos

Campos de aceite extra-pesado

De la aplicación de criterios para la selección de campos, el resultado se presenta en la Tabla 12, los siguientes 13 campos (Tabla 14 y Fig. 10) son aquellos con mayor puntaje, por lo que se propone que se consideren dentro de los campos de aceite extra-pesado a licitar en Ronda Uno.

Campo	Puntaje total
Pit	100.00
Kayab	97.40
Kach	39.83
Pohp	36.74
Baksha	34.71
Alak	33.21
Tson	32.34
Mené	31.03
Chapabil	27.62
Zazil-Ha	23.79
Numán	22.80
Nab	21.81
Kastelán	21.81

Tabla 14 Campos de aceite extra-pesado propuestos

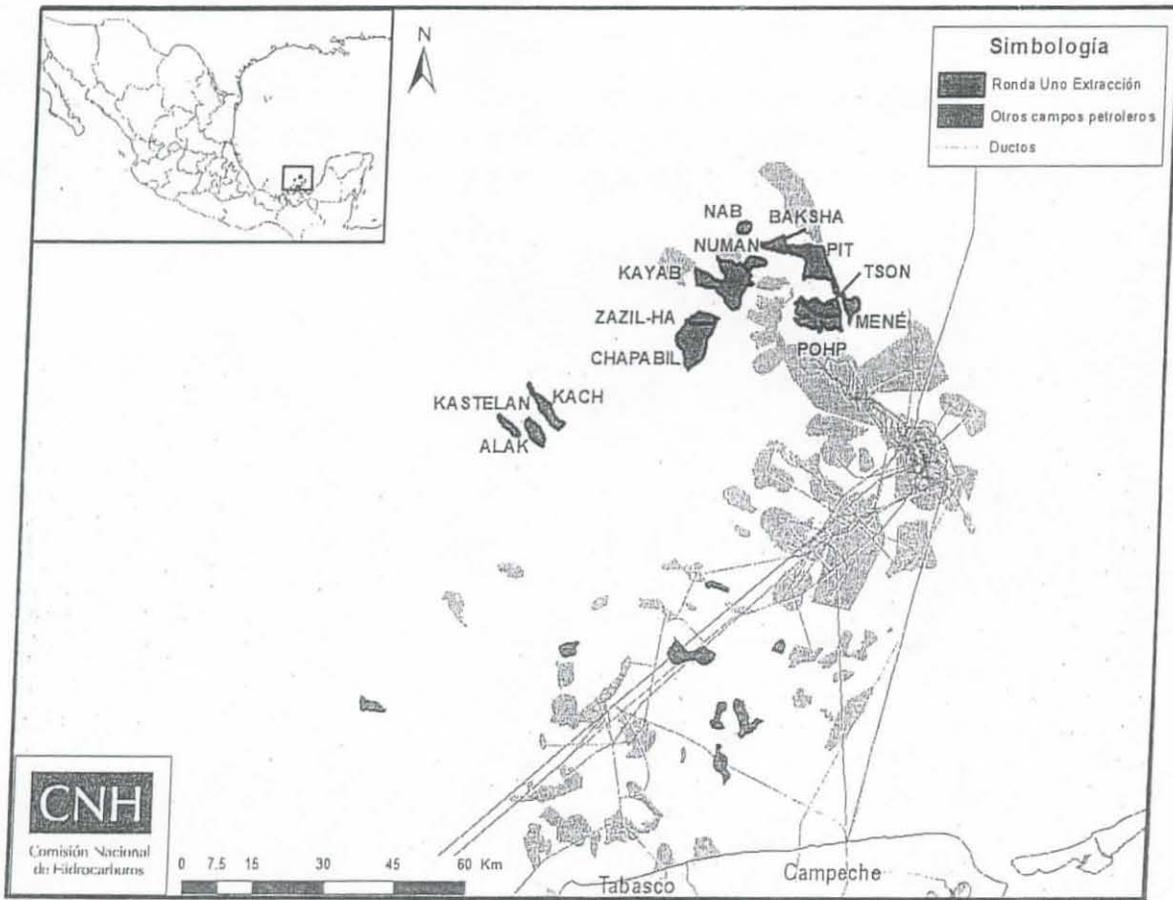


Fig. 10 Campos de aceite extra-pesado propuestos