

Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Asistencia técnica para la selección de  
áreas en zonas de aguas profundas y  
terrestres no convencionales a incluir  
en la Cuarta convocatoria de la Ronda  
Dos.

abril, 2016

# Contenido

I. ANTECEDENTES.....	2
II. ANÁLISIS .....	3
II.1 Criterios de selección de áreas a partir del Plan Quinquenal .....	3
II.2 Análisis para la selección de áreas en aguas profundas.....	4
II.3 Selección de áreas en aguas profundas.....	9
II.4 Propuesta de unión de bloques en aguas profundas.....	10
II.5 Análisis para la selección de áreas Terrestres no convencionales. ....	13
II.6 Selección de áreas terrestres no convencionales. ....	15
III. RESULTADOS .....	19
III.1 Recomendaciones .....	21

*Jms.*  
✓

# I. Antecedentes

Mediante oficio 521.DGEEH.198/17, recibido en la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) el 03 de abril de 2017, la Secretaría de Energía (Sener) solicita asistencia técnica a esta Comisión para la selección de áreas en zonas de aguas profundas y zonas terrestres no convencionales que puedan ser incluidas en la cuarta convocatoria de la Ronda Dos.

En su solicitud, la Sener establece que con el objeto de contar con áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos que permitan incrementar la plataforma de producción de crudo y gas natural, la propuesta de áreas contractuales deberá tomar en cuenta los elementos y criterios siguientes:

Para aguas profundas:

- Selección de áreas de acuerdo al Plan Quinquenal con áreas de aproximadamente 1,000 km<sup>2</sup>, siendo factible unir bloques.
- Categorización de bloques en función de sus características.
- Recurso Prospectivo suficiente para materializar proyectos de desarrollo en aguas profundas.
- Disponibilidad de información geológica y geofísica.
- Estructuras geológicas completas.
- Tipo de hidrocarburos.
- Frontera tecnológica actual
- Otros que CNH considere procedentes.

Para zonas terrestres no convencionales:

- Selección de áreas de acuerdo al Plan Quinquenal con áreas de aproximadamente 300 km<sup>2</sup>, siendo factible unir bloques.
- Categorización de bloques en función de sus recursos.
- Columna geológica completa.
- Disponibilidad de información geológica y geofísica.
- Acceso a instalaciones de distribución, almacenamiento y operación para la producción de hidrocarburos.
- Tipo de hidrocarburos.
- Disponibilidad de Agua
- Frontera tecnológica actual
- Otros que CNH considere procedentes.

Asimismo, se establece que la selección de bloques no está limitada a la lista del Plan Quinquenal y que la Comisión podrá proponer nuevas áreas justificando el potencial y la conveniencia de licitarlas.

Para efectos de la asistencia técnica, la Sener anexa a su solicitud el listado de bloques establecido en el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 205-2019.

A fin de cumplir con lo dispuesto por los artículos 29, fracción I y II, de la Ley de Hidrocarburos; artículo 27, primer párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y con las premisas establecidas en la solicitud, la Comisión revisó y analizó la información que se tiene disponible de las áreas del Plan Quinquenal, atendiendo en la manera de lo posible los criterios establecidos.

Como parte de los criterios adicionales considerados por la Comisión para la propuesta de selección de áreas, se revisaron los valores de recursos prospectivos, el cubrimiento de estructuras geológicas completas integrando la información de reciente adquisición derivada de

las autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial (ARES), el contexto espacial de los campos de extracción contenidos en áreas terrestres no convencionales y su volumen original remanente, así como el antecedente de la Ronda Cero, contratos otorgados de la Ronda Uno y áreas en licitación de la Ronda Dos; con miras a incentivar sectores de desarrollo exploratorio a partir de los resultados que hasta ahora ha tenido la Reforma Energética.

## II. Análisis

### II.1 Criterios de selección de áreas a partir del Plan Quinquenal

A partir de la información remitida a la Comisión correspondiente al Plan Quinquenal de Licitaciones, se realizó una sectorización de acuerdo a las Provincias Petroleras identificadas en tierra y en el área de aguas profundas del Golfo de México, identificando los sectores correspondientes a las Provincias de Sabinas-Burgos y Tampico-Misantla para las áreas terrestres no convencional y del Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y la Cuenca Salina en aguas profundas (Fig. 1).

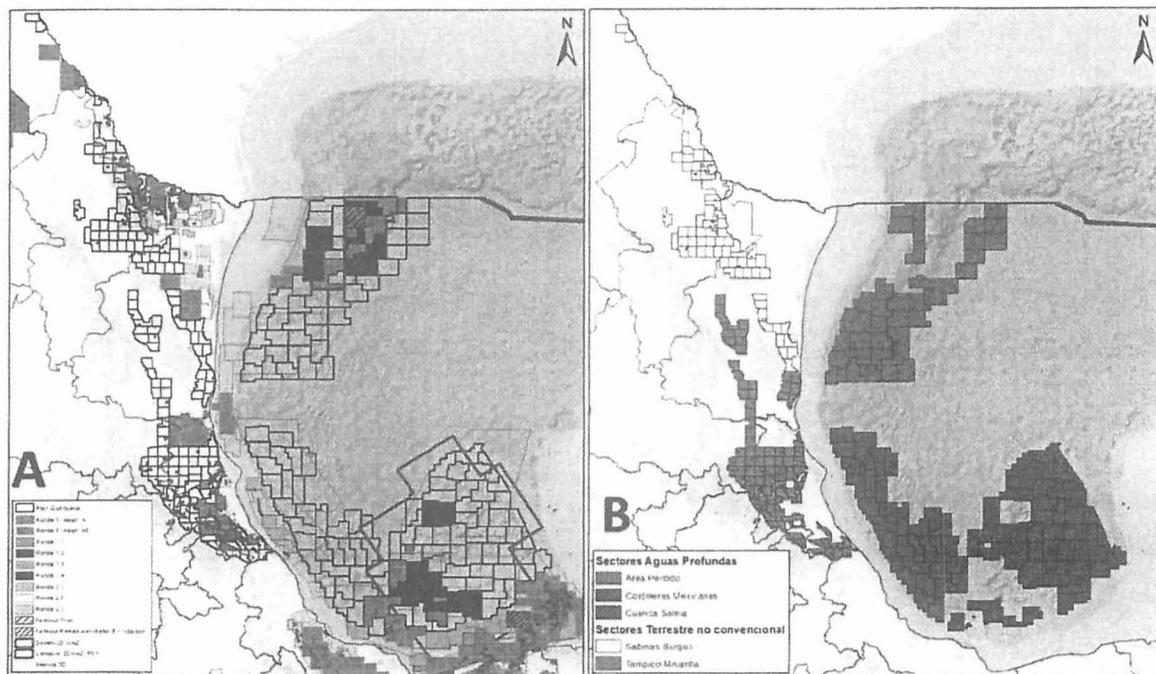


Figura 1. Mapas que muestran las áreas del Plan Quinquenal para las zonas terrestre no convencional y aguas profundas en el contexto de la Ronda Cero, Ronda Uno y las licitaciones en curso de la Ronda Dos (A), así como la sectorización de las áreas del Plan Quinquenal realizadas para su análisis (B).

Con base en la sectorización para las zonas terrestres no convencional y aguas profundas, se realizó una categorización en función de sus características con miras a identificar las mejores áreas en cada sector. Esta categorización se alinea con las premisas establecidas por la Sener en su solicitud, ya que involucra indicadores para el volumen de recurso prospectivo estimado, el tipo de hidrocarburo esperado, disponibilidad de información geológica y geofísica y la frontera tecnológica actual para áreas en aguas profundas y áreas terrestres no convencional.

Ins.  
✓

En el caso de las áreas en aguas profundas, se consideró un indicador que involucra la cercanía a las Asignaciones otorgadas a Petróleos Mexicanos (Pemex) en Ronda Cero, los contratos adjudicados en la Cuarta convocatoria de la Ronda Uno y a las áreas en licitación de la Primera convocatoria de la Ronda Dos en aguas someras. Esto con el fin de promover la generación de polos de desarrollo exploratorio en aguas profundas entorno a las áreas ya adjudicadas y por adjudicar, la posible planeación de economías de escala y aprovechar el análisis de la información que eventualmente hayan realizado los potenciales licitantes en torno a las áreas en aguas profundas de la Ronda Uno; incluyendo a la empresa productiva del Estado Pemex como asignatario en Ronda Cero y como un potencial licitante.

En el caso de las áreas terrestres no convencionales, se consideró un indicador para el volumen original remanente (VOR) de los campos de extracción en posesión del Estado bajo la premisa de columna geológica completa y otro indicador que involucra la proximidad de cada uno de los bloques con las instalaciones superficiales actuales. Esto con el fin de evaluar la posible planeación de economías de escala entorno a los costos de la operación y manejo de producción de hidrocarburos; especialmente en las áreas que incluyen campos descubiertos para la extracción.

A continuación se presenta el análisis realizado para la selección de áreas en zonas de aguas profundas y en áreas terrestres no convencional, que pueden ser incluidas en la Cuarta convocatoria de la Ronda Dos.

## II.2 Análisis para la selección de áreas en aguas profundas.

De acuerdo con cada uno de los criterios estipulados por la Sener y los considerados adicionalmente por la Comisión, se estimaron parámetros para la jerarquización de cada uno de los bloques del Plan Quinquenal en aguas profundas, para los sectores del Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y la Cuenca Salina.

Esta estimación de parámetros para la jerarquización de áreas en cada sector considera los siguientes criterios:

- Recurso Prospectivo total por bloque (en MMbpce) y tipo de hidrocarburo principal esperado.
- Disponibilidad de información geológica y geofísica, tomando en cuenta el cubrimiento de sísmica 3D en cada bloque y la existencia de pozos exploratorios de correlación por sector.
- Áreas contiguas a contratos recientemente otorgados en la Ronda 1.4, con áreas en licitación de la Ronda 2.1 y con Asignaciones Ronda 0 de Pemex.
- Frontera tecnológica actual, considerando un límite en profundidad no mayor a 3,000 m de tirante de agua.
- Estructuras geológicas completas, de acuerdo con el análisis de la información disponible en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos y la información derivada de los ARES.
- Propuesta de rectificación de la geometría de los bloques en función del cubrimiento de estructuras geológicas completas.

A manera de establecer una frontera tecnológica actual en aguas profundas, se consideró un tirante de agua de entre 3,000 m y 3,500 m como límite técnico, asociado con los récords en la perforación de pozos en aguas profundas para el Golfo de México (Fig. 2).

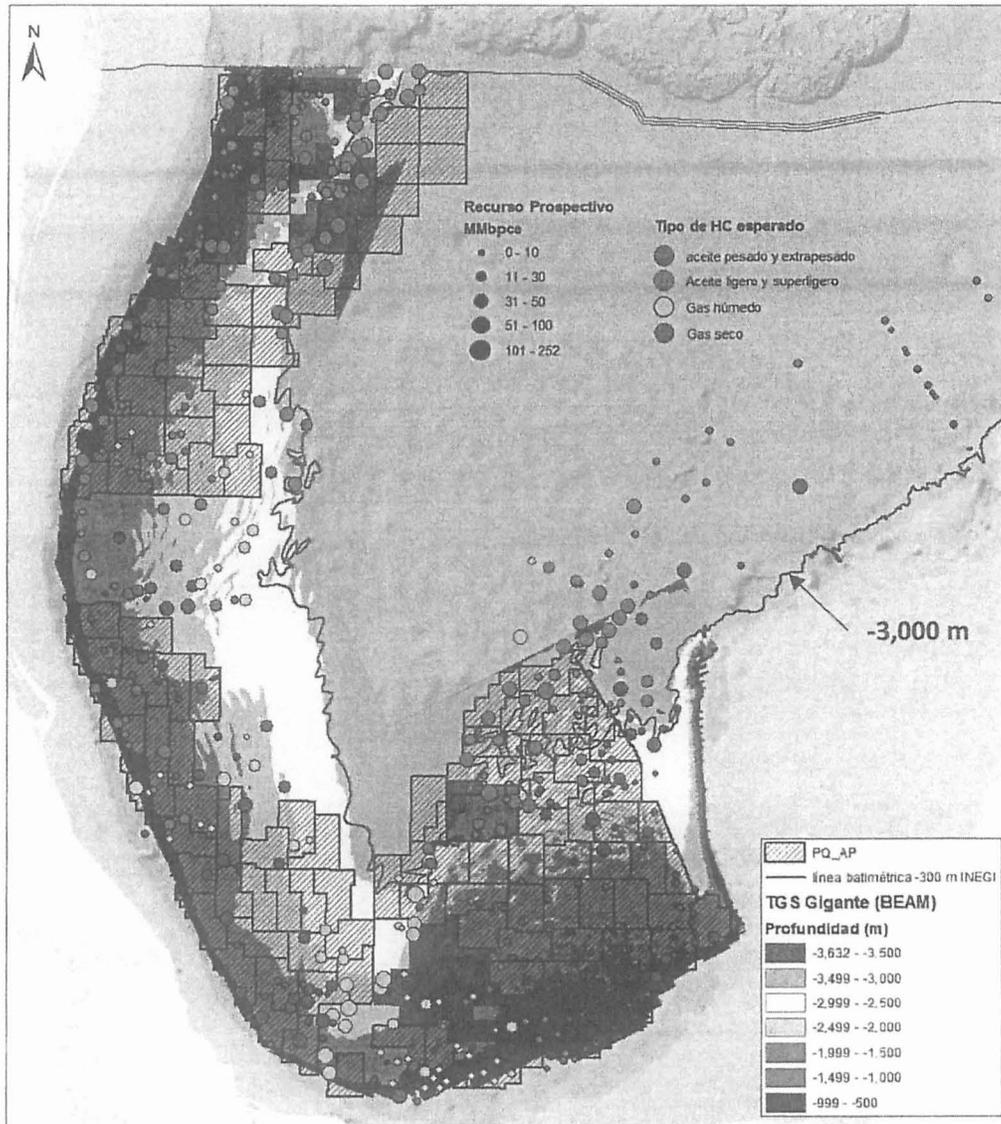


Figura 2. Mapa que muestra las áreas del Plan Quinquenal en aguas profundas, indicando los volúmenes de recurso prospectivo identificado por tipo de hidrocarburo esperado y la batimetría del piso marino de acuerdo con los resultados de un levantamiento de una autorización ARES (BEAM) y la línea de -3,000 m del INEGI, considerando un límite técnico promedio de -3,000 m de profundidad para el Golfo de México.

Para la ponderación de los volúmenes de recurso prospectivo por bloque en función del tipo de hidrocarburo esperado, se consideró el valor del hidrocarburo según las fórmulas aplicables para la determinación del precio contractual del petróleo en México, de acuerdo con el Reporte Anual 2017 publicado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Estas fórmulas, el precio estimado por tipo de hidrocarburo y el criterio de ponderación se indican en la Tabla 1.

Para el caso de la disponibilidad de información geológica y geofísica, se tomó en cuenta un indicador para el cubrimiento de información sísmica 3D de cada bloque de manera independiente (en fracción de cubrimiento), observando la existencia de pozos exploratorios aledaños que sean correlacionables hacia los bloques que permitan realizar una evaluación de las áreas contractuales; ya que la cantidad y calidad de información en la evaluación de áreas resulta un factor clave, especialmente en aguas profundas.

*Jms - C*

Tabla 1. Fórmulas aplicables para la estimación del precio contractual del petróleo en México 2017 (SHCP) de acuerdo con el tipo hidrocarburo esperado y la ponderación propuesta.

Gravedad API	Fórmula para establecer precios	Tipo de hidrocarburo	USD/barril	Ponderación
$API \leq 21.0^\circ$	$PCP=0.468 \cdot LLS+0.524 \cdot Brent-4.630$	aceite extrapesado	44.7	0.92
$21.0^\circ < API \leq 31.1^\circ$	$PCP=0.387 \cdot LLS+0.570 \cdot Brent-1.625$	aceite pesado	46.0	0.94
$31.1^\circ < API \leq 39.0^\circ$	$PCP=0.263 \cdot LLS+0.709 \cdot Brent-1.574$	aceite ligero	46.9	0.96
$API > 39.0^\circ$	$PCP=0.227 \cdot LLS+0.749 \cdot Brent$	aceite superligero	48.7	1
Gas seco	de acuerdo con la cotización Henry Hub	gas seco	0.6	0.01
Gas húmedo	considerando 84% gas y 16% aceite ligero	gas húmedo	8.6	0.18

PCP = Precio Contractual del Petróleo.

API= Grados API del hidrocarburo esperado.

LLSt= Precio promedio de mercado del Crudo Light Louisiana Sweet (LLS) de 49.41 USD/b para marzo 2017.

Brent= Precio promedio de mercado del Crudo Brent de 50.07 USD/b para marzo 2017.

Henry Hub= Precio promedio de 2.83 USD/MMBtu transformado a Bpce (1 MMBtu=0.2064 bpce) para marzo 2017.

Finalmente, se estableció un indicador de proximidad de las áreas hacia los contratos otorgados en aguas profundas de la Ronda Uno, las áreas en licitación de la Ronda Dos en aguas someras y las Asignaciones marinas de Pemex. Este indicador propuesto, pondera a través de un índice de proximidad en radios de 25 km, 50 km, 75 km y 100 km (Figura 3). Como se mencionó anteriormente, con el fin de promover la generación de polos de desarrollo exploratorio en aguas profundas entorno a las áreas ya adjudicadas y por adjudicar, la posible planeación de economías de escala y aprovechar el análisis de la información que eventualmente hayan realizado los potenciales licitantes en torno a las áreas en aguas profundas de la Ronda Uno.

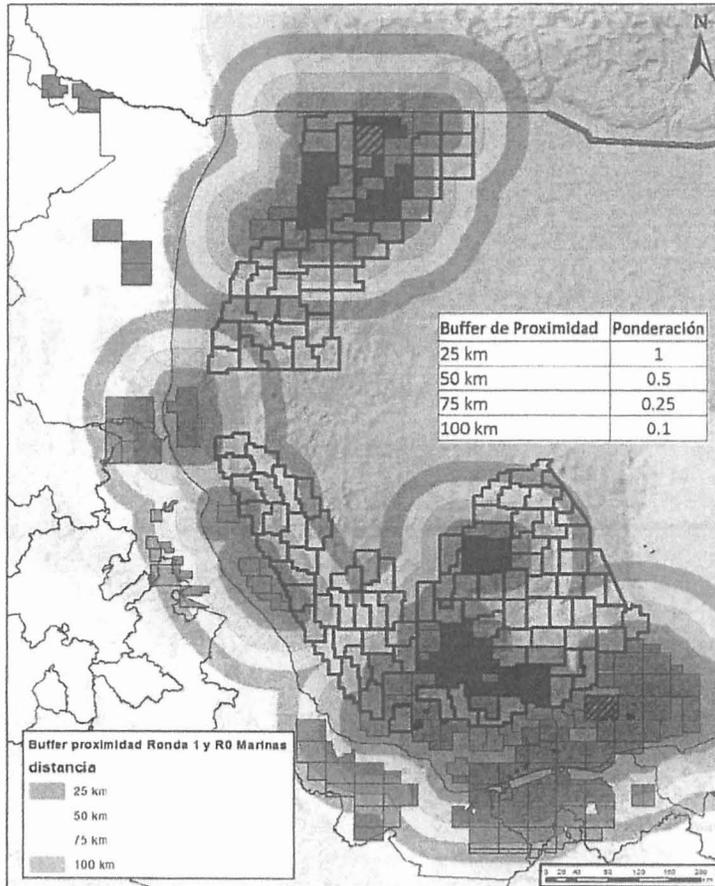


Figura 3. Mapa que muestra la estimación de un índice de proximidad en radios de 25 km, 50 km, 75 km y 100 km para las áreas del Plan quinquenal en aguas profundas hacia los contratos otorgados en aguas profundas de la Ronda Uno, las áreas en licitación de la Ronda Dos en aguas someras y las Asignaciones marinas de Pemex.

*Handwritten signature or initials.*

A partir de estos indicadores, se otorgó un peso del 60% al volumen de recurso prospectivo por tipo de hidrocarburo, 30% a la información sísmica 3D en fracción de cobertura por bloque y la existencia de pozos exploratorios correlacionables y 10% al indicador de proximidad a contratos otorgados en aguas profundas de la Ronda Uno, las áreas en licitación de la Ronda Dos en aguas someras y las Asignaciones marinas de Pemex. Esta propuesta de categorización de bloques en función de sus características se ilustra en la Figura 4.

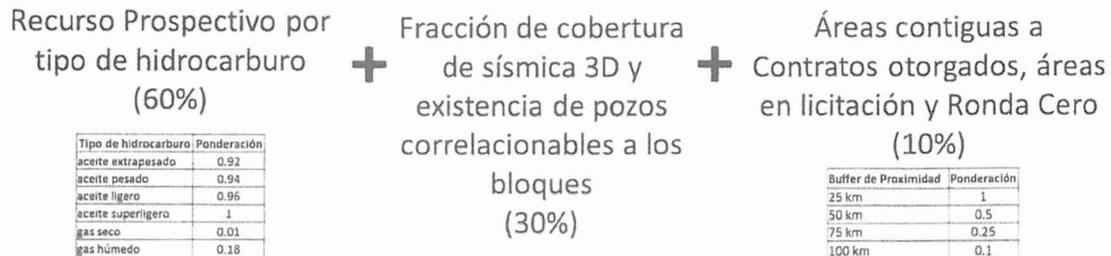


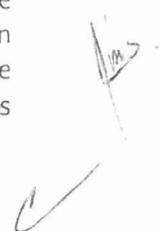
Figura 4. Propuesta de categorización de bloques en función de sus características por medio de indicadores, ponderando al 60% el volumen de recurso prospectivo por tipo de hidrocarburo, 30% a la información sísmica 3D en fracción de cobertura por bloque y la existencia de pozos exploratorios correlacionables y 10% al indicador de proximidad a contratos otorgados en aguas profundas de la Ronda Uno, las áreas en licitación de la Ronda Dos en aguas someras y las Asignaciones marinas de Pemex.

Adicional a la jerarquización de áreas en función del volumen de recurso prospectivo y tipo de hidrocarburo esperado, la existencia de información geológica y geofísica y la ponderación con base en la cercanía a contratos y asignaciones otorgadas y en licitación, se analizó la información sísmica disponible en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos y la nueva información entregada a la Comisión derivada de las autorizaciones ARES; que hasta ahora se acota a información sísmica 2D en diferentes versiones.

El análisis de este vasto volumen de información sísmica, es clave para atender el criterio de cubrimiento de estructuras geológicas completas establecido por la Sener entorno a las áreas del Plan Quinquenal, además de la verificación del recurso prospectivo estimado en las áreas. A partir del análisis a detalle de esta información, se ajustó la geometría de las áreas en aquellas dónde se observó el truncamiento de las estructuras prospectivas en el subsuelo, de acuerdo con las tendencias estructurales características en cada sector en aguas profundas y los niveles asociados con los plays principales (Fig. 5).

La propuesta de rectificación de la geometría de algunas áreas mantiene el criterio de estandarización en el tamaño superficial de 1,000 km<sup>2</sup> de superficie promedio para aguas profundas del Plan Quinquenal. La rectificación involucra 11 áreas al sur del sector del Área Perdido, 23 al oeste del sector Cordilleras Mexicanas y 4 en el sector de la Cuenca Salina. La Figura 6 muestra de manera general las áreas en cada sector dónde se rectificó la geometría de las áreas con base en el análisis de la información disponible.

Con base en los indicadores ponderados para la jerarquización de áreas y tomando las áreas rectificadas geométricamente bajo el criterio de estructuras geológicas completas, se clasificaron los bloques en aguas profundas considerando un puntaje del 0 al 10 de acuerdo con la categorización mencionada anteriormente. Esta clasificación se separó por tipo de hidrocarburo esperado en áreas de aceite y en áreas de gas para no subestimar los volúmenes prospectivos de gas, dado su precio significativamente más bajo que el aceite (Tabla 1).



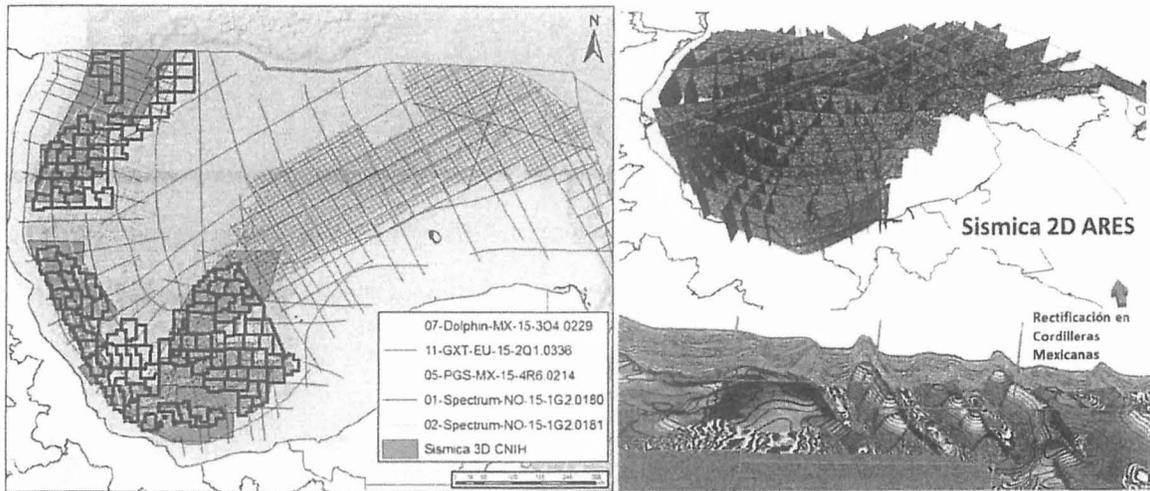


Figura 5. Mapas que muestra la cobertura de la sísmica 3D del CNIH y la cobertura de sísmica 2D derivada de las ARES, disponible para el análisis de las áreas de Plan Quinquenal y con base en la cual se realizó la rectificación de la geometría de las áreas bajo el criterio de estructuras geológicas completas.

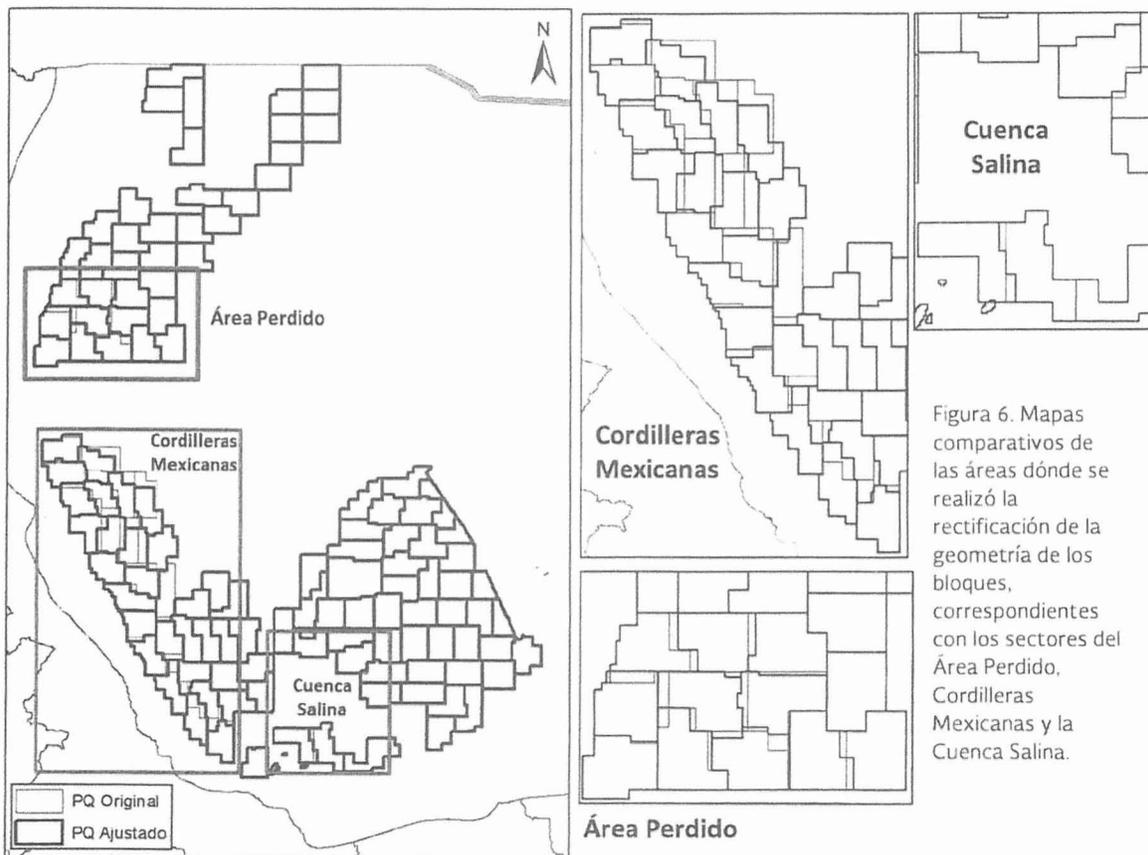


Figura 6. Mapas comparativos de las áreas dónde se realizó la rectificación de la geometría de los bloques, correspondientes con los sectores del Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y la Cuenca Salina.

*Handwritten signature and initials.*

### II.3 Selección de áreas en aguas profundas.

De acuerdo con esta metodología, el puntaje calculado para cada área de los sectores en aguas profundas se muestra en el mapa de la Figura 7 separado por bloques con hidrocarburo esperado por aceite (áreas verdes) y gas (áreas rojas), dónde los colores más intensos respectivos indican las áreas con el mayor puntaje.

Con esta visualización, se puede distinguir dónde se encuentran los bloques con los mejores puntajes separados por su prospectiva por aceite y gas. En este contexto la selección de áreas se propone abarcado las zonas dónde se encuentran los bloques mejor calificados en cada sector (bordes amarillos en el mapa de la Figura 7).

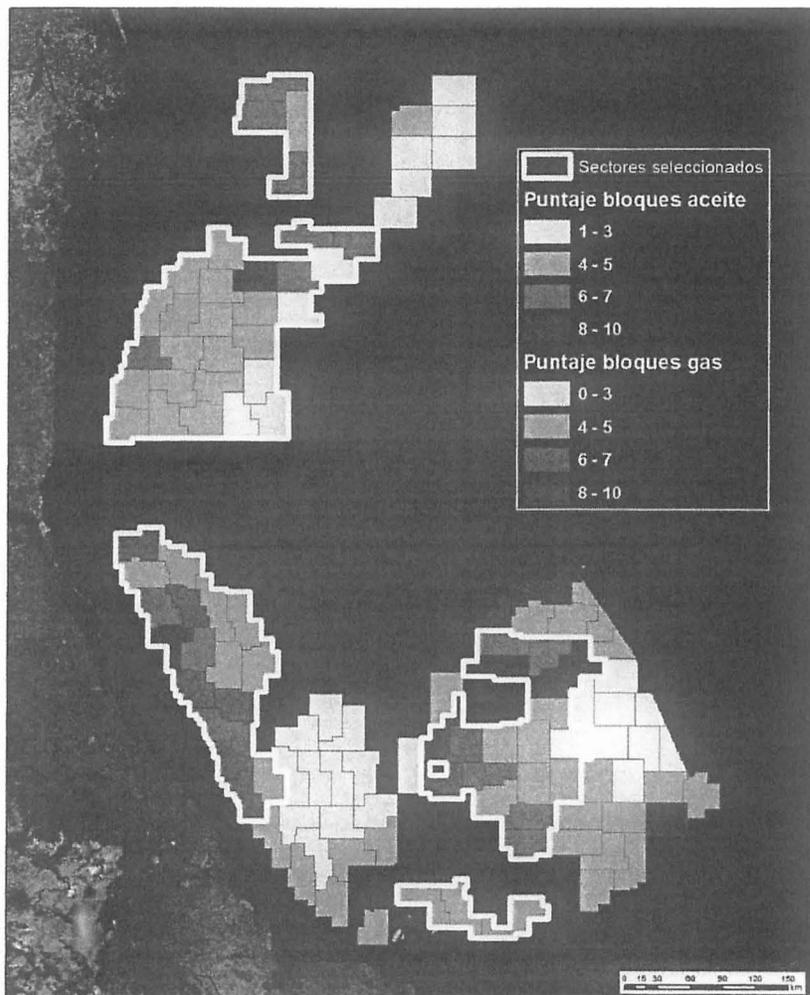


Figura 7. Mapa que muestra el puntaje calculado para cada área de los sectores en aguas profundas, correspondientes con los sectores del Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y la Cuenca Salina.

Este puntaje está separado por bloques de acuerdo con el tipo de hidrocarburo esperado en aceite (áreas verdes) y gas (áreas rojas) dónde los colores más intensos indican las áreas con el mayor puntaje, respectivamente.

Las zonas rodeadas en color amarillo corresponden con los bloques seleccionados para cada sector.

Esta selección de áreas abarca 30 bloques para el Área Perdido, 17 bloques para Cordilleras Mexicanas y 21 bloques en la Cuenca Salina, dando un total de 68 áreas seleccionadas para aguas profundas. Esta selección de áreas corresponde con el 55% del número total de bloques del Plan Quinquenal, el 59% de la superficie total del Plan Quinquenal y el 65% del recurso prospectivo estimado total del Plan Quinquenal en aguas profundas.

Las características de las áreas seleccionadas por sector se indican en la Tabla 2.

*Handwritten signature and initials.*

Tabla 2. Características de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal en cada sector, para la conformación de la Ronda 2.4 en aguas profundas.

Sector	Núm. de bloques	Tamaño promedio (km2)	Superficie Total (km2)	RP Total (MMbpce)
Área Perdido	30	1,000	30,014	1,604
Cordilleras Mexicanas	17	1,024	17,412	1,212
Cuenca Salina	21	1,024	21,505	1,347
<b>TOTAL</b>	<b>68</b>	<b>1,016</b>	<b>68,931</b>	<b>4,163</b>

Esta selección de áreas en aguas profundas, constituye una muestra representativa del total de bloques presentes en el Plan Quinquenal; es decir, que si bien la selección se enfoca hacia las áreas con mejor puntaje considerando los indicadores propuestos y considerando el límite técnico en cuanto al tirante agua se refiere, también abarca algunos bloques donde el puntaje es relativamente bajo.

Uno de los elementos considerados por la Comisión para la selección de áreas contractuales, es el promover la generación de polos de desarrollo exploratorio en aguas profundas entorno a las áreas ya adjudicadas y por adjudicar, la posible planeación de economías de escala y aprovechar el análisis de la información que eventualmente hayan realizado los potenciales licitantes en torno a las áreas en aguas profundas de la Ronda Uno.

En este sentido, una selección exclusiva de las áreas mejor calificadas generaría una distribución aislada de las áreas a licitar y una restricción a mayor escala en el número de bloques que podría ser adjudicado durante la licitación de la Ronda 2.4 que a su vez, resulte en un número de áreas y un volumen de información manejable considerando la capacidad de análisis de los potenciales licitantes y el tiempo considerado para este fin.

Las gráficas de la Figura 8 muestra la distribución de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal de acuerdo con su prospectiva de tipo de hidrocarburo y de acuerdo con el puntaje para cada bloque según la jerarquización propuesta.

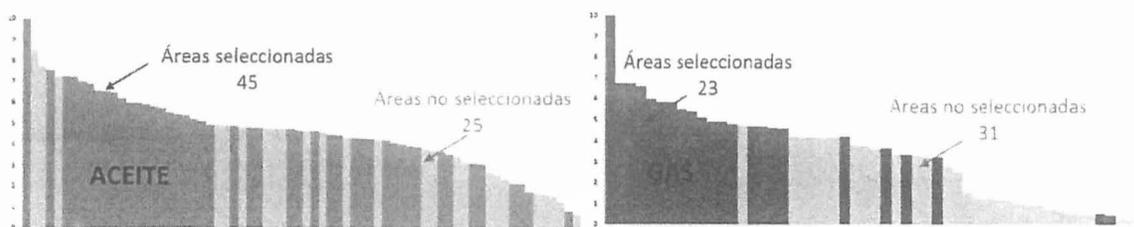


Figura 8. Gráficas que muestran la distribución de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal de acuerdo con su prospectiva de tipo de hidrocarburo y de acuerdo con el puntaje del 0 al 10 para cada bloque según la jerarquización propuesta. Esta selección 45 áreas prospectivas por aceite y 23 prospectivas por gas en aguas profundas, constituye una muestra representativa del total de bloques presentes en el Plan Quinquenal.

#### II.4 Propuesta de unión de bloques en aguas profundas

Con base en la factibilidad de unir bloques establecida por la Sener en su solicitud y a partir de la selección de áreas en aguas profundas de acuerdo a cada sector identificado, se realizó un análisis para realizar una propuesta de unión de bloques. Como se mencionó en el apartado

*[Handwritten signature]*

anterior, la selección de áreas abarca las zonas que contienen tanto a los bloques mejor calificados como a los bloques con puntajes relativamente bajos.

En varios casos, se detectó que la combinación entre el volumen de recursos prospectivos en combinación con el tipo de hidrocarburo y los costos relacionados principalmente con la operación en aguas profundas dependientes del tirante de agua, resultan en un escenario adverso que reduce la posibilidad de materializar proyectos de exploración en aguas profundas.

En este sentido, para el caso de las áreas seleccionadas con prospectiva principal por aceite, se identificaron bloques de aceite superligero, ligero, pesado y extrapesado; y para los bloques prospectivos principalmente por gas, se identificaron los bloques de gas húmedo y gas seco. Adicionalmente, se estimó un promedio aproximado de tamaño mínimo de campo comercial asociado al volumen prospectivo y al tipo de hidrocarburo para usarlo como referencia en la identificación de las áreas dónde convendría una unión de bloques.

La gráfica de la Figura 9 muestra los promedios estimados de tamaño mínimo de campo comercial por tipo de hidrocarburo de acuerdo con diferentes rangos de tirante de agua.

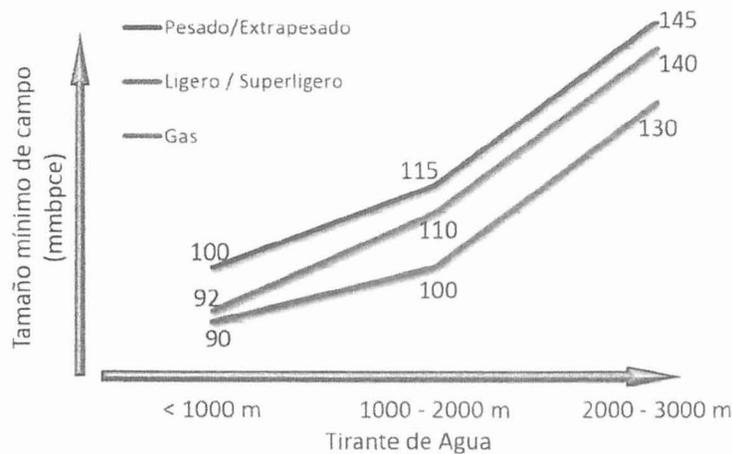


Figura 9. Gráfica que muestra los promedios estimados de tamaño mínimo de campo comercial por tipo de hidrocarburo de acuerdo con diferentes rangos de tirante de agua.

De acuerdo con la clasificación de las áreas por tipo de aceite, las áreas de aceite ligero se encuentran principalmente en el sector del Área Perdido, las áreas de gas en el sector de Cordilleras Mexicanas y el sector de la Cuenca Salina presenta varios bloques prospectivos principalmente por aceite pesado (Figura 10).

Con base en el análisis de los volúmenes prospectivos por cada bloque individual en función del principal tipo de hidrocarburo esperado y los valores de referencia promedio de tamaño mínimo de campo comercial, se propone la unión de 8 bloques en el sector del Área Perdido (4 bloques unidos), la unión de 4 bloques en el sector de Cordilleras Mexicanas (2 bloques unidos) y la unión de 10 bloques en el sector de la Cuenca Salina.

En esta propuesta, se consideró la unión de 2 bloques como máximo con el fin de no desbalancear en sobremanera el tamaño estandarizado de las áreas contractuales del Plan Quinquenal y evitar un sesgo hacia las áreas con una superficie considerablemente mayor al promedio de las áreas en aguas profundas.

Cabe mencionar, que esta propuesta de unión de áreas no altera la superficie total ni el volumen prospectivo total netos de las áreas seleccionadas en aguas profundas. La propuesta de selección de áreas consistiría en 26 bloques en el Área Perdido con una superficie promedio de 1,154 km<sup>2</sup> por bloque, 15 bloques en Cordilleras Mexicanas con una superficie promedio de

*Handwritten signature and initials.*

1,161 km<sup>2</sup> por bloque y 16 bloques en la Cuenca Salina con una superficie promedio de 1,344 km<sup>2</sup> por bloque; para un total de 57 áreas seleccionadas en aguas profundas.

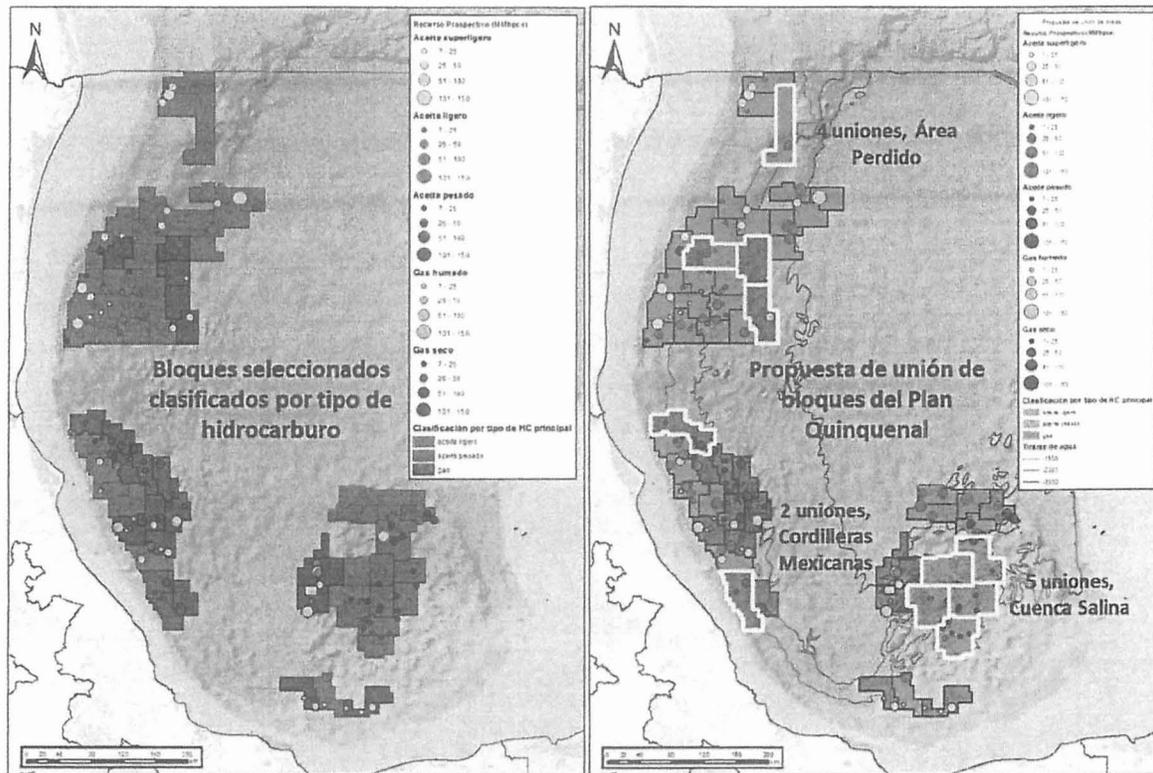


Figura 10. Mapas que muestran la categorización de las áreas seleccionadas de acuerdo al tipo de hidrocarburo esperado (izquierda) y propuesta de unión de bloques (derecha) con base en el análisis de los volúmenes prospectivos por cada bloque individual en función del principal tipo de hidrocarburo esperado y valores estimados de referencia del promedio de tamaño mínimo de campo comercial de acuerdo con el tirante de agua.

Las áreas seleccionadas cuentan con un importante volumen de información exploratoria a partir de la cual los potenciales licitantes podrán llevar a cabo su evaluación. Entre la información más relevante se encuentra la sísmica 3D del CNIH, los volúmenes sísmicos 3D Waz de reciente adquisición en el marco de las ARES en el Área Perdido (Pemex) y en la Cuenca Salina (Dowell-Schlumberger) y pozos exploratorios disponibles en aguas profundas.

Adicionalmente, los sectores seleccionados incluyen diversos proyectos de ARES consistentes de reprocesos de información sísmica 3D existente en desarrollo y por iniciar y estudios de reproceso de información electromagnética. El mapa de la Figura 11 muestra de manera general la información exploratoria disponible entorno a los sectores seleccionados en aguas profundas.

*Handwritten signature and initials.*

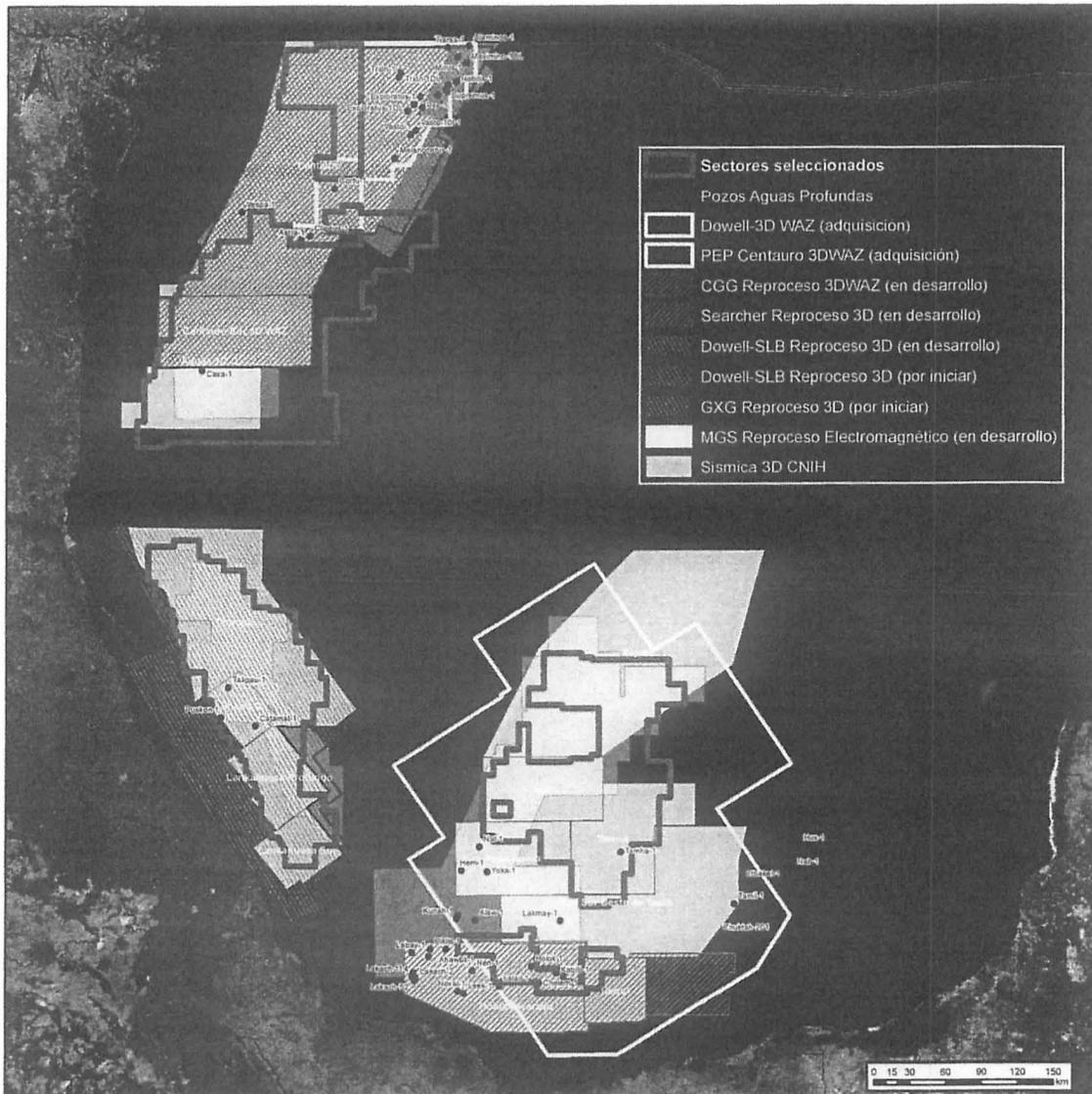


Figura 11. Mapa que muestra de manera general el volumen de información exploratoria disponible entorno a los sectores seleccionados en aguas profundas. La cual incluye además de la información disponible en el CNIH, varios proyectos de adquisición de nueva información y reproceso de información existente en el marco de las ARES.

## II.5 Análisis para la selección de áreas Terrestres no convencionales.

Tomando en consideración los criterios de categorización establecidos por la Sener y los considerados por la Comisión, se estableció un método de jerarquización de los bloques del Plan Quinquenal de las áreas terrestres no convencionales de manera individual, para los sectores de Sabinas-Burgos y Tampico-Misantla.

Esta estimación de parámetros para la jerarquización de áreas en cada sector considera los siguientes criterios:

- Recurso prospectivo y tipo de hidrocarburo esperado.
- Disponibilidad de información geológica y geofísica considerando cubrimiento de sísmica 2D, 3D y pozos exploratorios de correlación.

- Frontera tecnológica actual, considerando un límite en profundidad no mayor a 4,000 m para plays no convencionales.
- Columna geológica completa.
- Áreas contiguas a instalaciones de distribución, almacenamiento y operación para la producción de hidrocarburos.
- Disponibilidad de agua (a partir de la información proporcionada por la Comisión Nacional del Agua, Conagua).
- Inclusión de clústeres de exploración-extracción con campos descubiertos, considerando en Volumen Original Remanente de los campos en posesión del Estado.

A partir de estos criterios, se ponderó el volumen de recurso prospectivo convencional y no convencional identificado por bloque en función del tipo de hidrocarburo esperado y considerando los plays Cretácico y Jurásico, según las fórmulas aplicables para la determinación del precio contractual del petróleo en México, de manera similar al análisis realizado en aguas profundas (Tabla 1). De la misma manera, se ponderó el Volumen Original Remanente por tipo de hidrocarburo en aquellos bloques dónde por el criterio de columna geológica completa, contienen campos para la extracción.

Para el caso de la disponibilidad de información geológica y geofísica, se tomó en cuenta un indicador que contempla tanto a la información sísmica 3D como a la sísmica 2D y pozos exploratorios. La ponderación en este rubro para la sísmica 3D consiste en el porcentaje de cobertura con respecto a cada bloque en un 35%, la información sísmica 2D fue evaluada de acuerdo al kilometraje adquirido en cada bloque tomando como máxima calificación el bloque con mayor número de kilómetros adquiridos en un 15% y respecto a pozos, se calificó contabilizando el número de pozos exploratorios con información disponibles en el CNIH por cada bloque en un 50%.

Adicionalmente se ponderó un indicador de proximidad a las instalaciones de distribución, almacenamiento y operación para la producción de hidrocarburos, de acuerdo al mismo criterio establecido para el caso de aguas profundas a través de un índice de proximidad en radios de 25 km, 50 km, 75 km y 100 km.

Finalmente, a partir de los indicadores individuales mencionados anteriormente, se otorgó un peso del 40% al volumen de recurso prospectivo por tipo de hidrocarburo, 30% al Volumen Original Remanente, 20% a la información geológica y geofísica consistente en sísmica 3D, sísmica 2D y existencia de pozos exploratorios con información y 10% al indicador de proximidad a instalaciones de distribución, almacenamiento y operación para la producción de hidrocarburos. Esta propuesta de categorización de bloques en función de sus características se ilustra en la Figura 12.

Como parte del análisis realizado por la Comisión, consideró la información geológica-geofísica disponible entorno de los bloques, incluyendo un análisis geoespacial de los campos de extracción y la distribución de los pozos respectivos, se tomaron en consideración las características de los plays no convencionales para establecer áreas con recurso técnicamente recuperable considerando la distribución del tipo de hidrocarburo esperado en los plays no convencionales Cretácico y Jurásico. Este proceso se ilustra en la Figura 13.

Con base en los indicadores ponderados para la jerarquización de áreas, se clasificaron los bloques terrestres no convencional considerando un puntaje del 0 al 10 de acuerdo con la categorización mencionada anteriormente. Esta clasificación se separó por tipo de hidrocarburo

esperado en áreas de aceite y en áreas de gas para no subestimar los volúmenes prospectivos de gas, dado su precio significativamente más bajo que el aceite (Tabla 1).

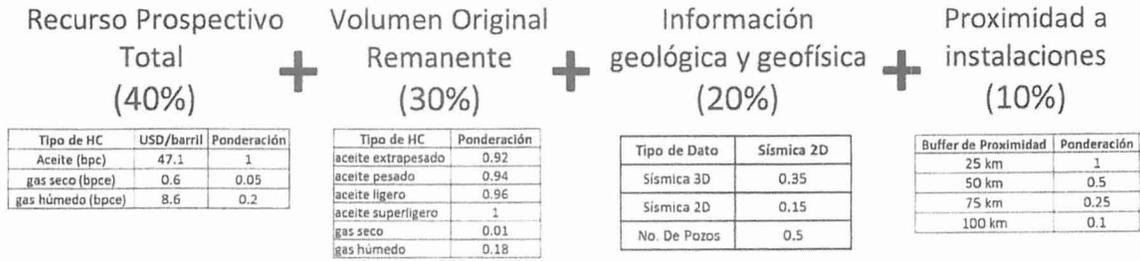


Figura 12. Propuesta de categorización de bloques en función de sus características por medio de indicadores, ponderando al 40% el volumen de recurso prospectivo total por tipo de hidrocarburo, 30% al VOR por tipo de hidrocarburo, 20% a la información geológica y geofísica y 10% al indicador de proximidad a instalaciones de distribución, almacenamiento y operación para la producción de hidrocarburos.

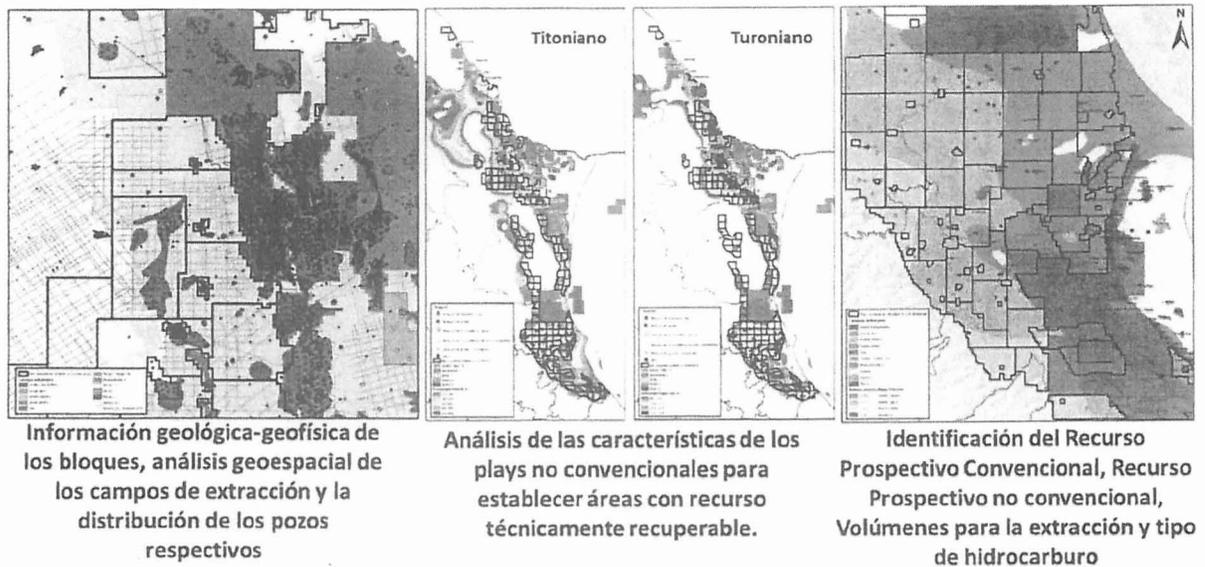


Figura 13. Ilustración del análisis de la información geológica-geofísica disponible entorno de los bloques. incluyendo un análisis geoespacial de los campos de extracción y la distribución de los pozos respectivos, se tomaron en consideración las características de los plays no convencionales para establecer áreas con recurso técnicamente recuperable considerando la distribución del tipo de hidrocarburo esperado en los plays no convencionales Cretácico y Jurásico.

## II.6 Selección de áreas terrestres no convencionales.

De acuerdo con esta metodología propuesta, el puntaje calculado para cada área de los sectores terrestres no convencionales se muestra en el mapa de la Figura 14 separado por bloques con hidrocarburo esperado por aceite (áreas verdes) y gas (áreas rojas), dónde los colores más intensos respectivos indican las áreas con el mayor puntaje. Adicionalmente, se muestra la distribución de campos descubiertos entorno a las áreas del Plan Quinquenal.

Con esta visualización, se puede distinguir dónde se encuentran los bloques con los mejores puntajes separados por su prospectiva por aceite y gas. En este contexto la selección de áreas

*Handwritten signature and initials.*

se propone abarcar las zonas dónde se encuentran los bloques mejor calificados en cada sector (bordes amarillos en el mapa de la Figura 14).

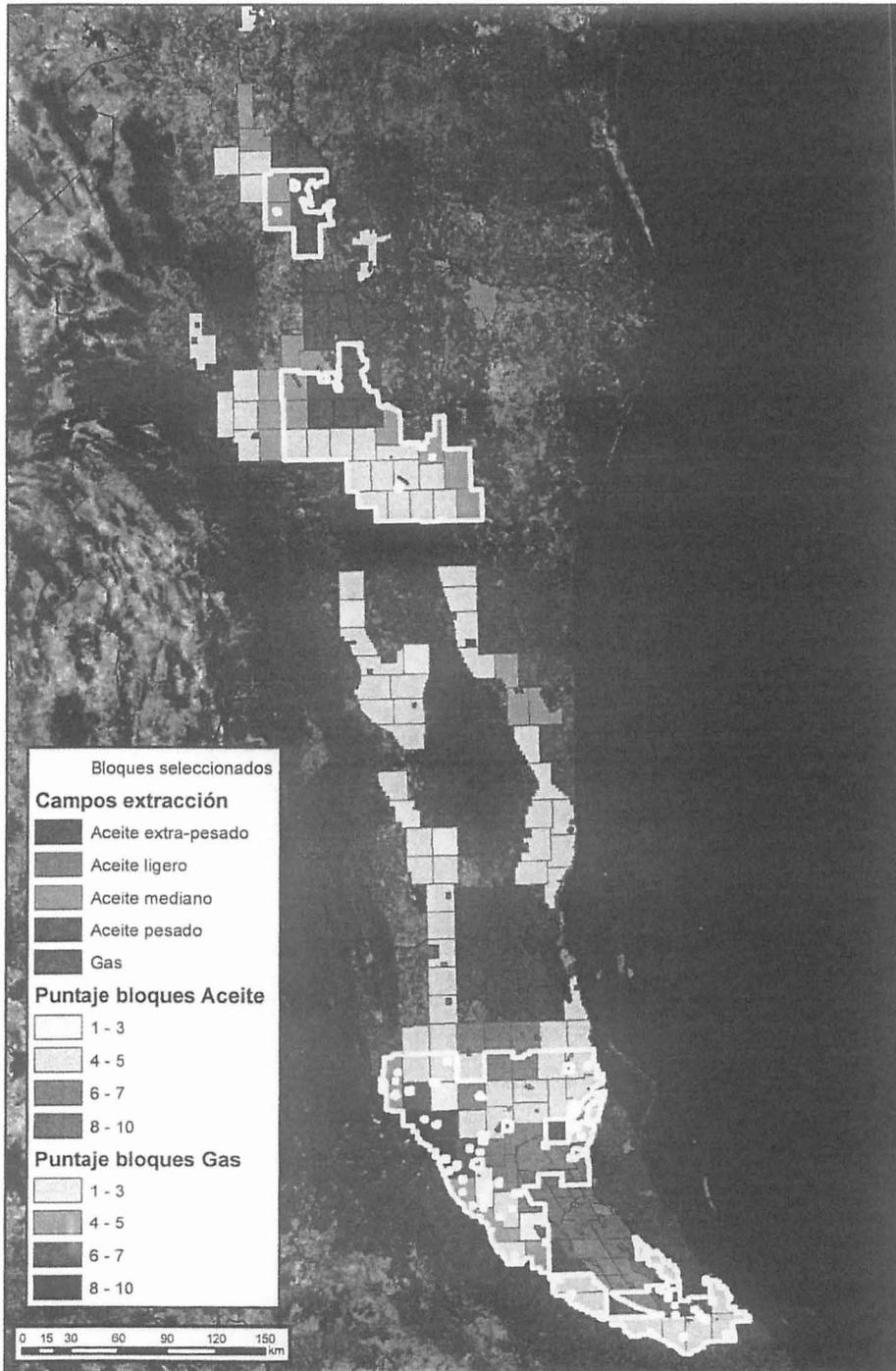


Figura 14. Mapa que muestra los puntajes calculados para cada área de los sectores terrestres no convencionales, correspondientes con los sectores de Sabinas-Burgos y Tampico-Misantla.

Este puntaje está separado por bloques de acuerdo con el tipo de hidrocarburo esperado en aceite (áreas verdes) y gas (áreas rojas) dónde los colores más intensos indican las áreas con el mayor puntaje, respectivamente.

Las zonas rodeadas en color amarillo corresponden con los bloques seleccionados para cada sector.

Esta selección de áreas abarca 30 bloques para el sector Sabinas-Burgos y 48 bloques para el sector de Tampico-Misantla, dando un total de 78 áreas seleccionadas en la categoría terrestres no convencionales. Esta selección de áreas corresponde con el 51% del número total de bloques del Plan Quinquenal, el 50% de la superficie total del Plan Quinquenal y el 64% del recurso prospectivo estimado total del Plan Quinquenal en áreas terrestre no convencionales.

*[Handwritten signature]*

Respecto a los campos para la extracción, las áreas seleccionadas abarcan el 69% del volumen para la extracción de aceite total considerada en el Plan quinquenal y el 75% del gas.

Las características de las áreas seleccionadas por sector se indican en la Tabla 3.

Tabla 3. Características de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal en cada sector, para la conformación de la Ronda 2.4 en áreas terrestres no convencional.

Provincia	Superficie Total (km2)	Núm. de bloques	Tamaño promedio de bloque (km2)	Recursos Prospectivos (mmbpce)		Campos considerados	Volumen Original Remanente (VOR)	
				Recurso Convencional	Recurso No Convencional		Aceite (MMb)	Gas (mmpc)
Sabinas-Burgos	8,569	30	285	143	2,963	21	0	2,050
Tampico-Misantla	13,308	48	277	142	14,220	35	18,992	9,766
<b>TOTAL</b>	<b>21,877</b>	<b>78</b>	<b>280</b>	<b>285</b>	<b>17,183</b>	<b>56</b>	<b>18,992</b>	<b>11,816</b>

Esta selección de áreas en tierra, constituye una muestra representativa del total de bloques presentes en el Plan Quinquenal; es decir, que si bien la selección se enfoca hacia las áreas con mejor puntaje considerando los indicadores propuestos, también abarca algunos bloques dónde el puntaje es relativamente bajo (Fig. 15).

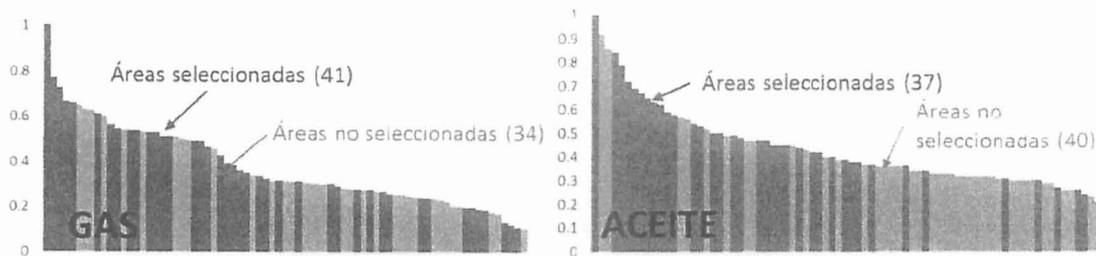


Figura 15. Gráficas que muestran la distribución de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal de acuerdo con su prospectiva de tipo de hidrocarburo y de acuerdo con el puntaje para cada bloque según la jerarquización propuesta. Esta selección 37 áreas prospectivas por aceite y 41 prospectivas por gas en áreas terrestres no convencionales, constituye una muestra representativa del total de bloques presentes en el Plan Quinquenal.

Adicionalmente, con base en la información proporcionada por Conagua, muchos de los bloques que resultaron con un puntaje alto y que incluso contienen campos para la extracción se encuentran en áreas con baja disponibilidad de agua de acuíferos o bien, dentro de distritos de riego. Con base en este criterio, no se seleccionaron bloques con alto puntaje por estar en los supuestos antes mencionados, el mapa de la Figura 16 muestra la disponibilidad de agua en las diferentes Cuencas Hidrológicas y la distribución de los distritos de riego entorno a los bloques seleccionados.

De manera general, los sectores seleccionados se encuentran contiguos a las áreas dónde se ha dado desarrollo de instalaciones petroleras en el área de Burgos en el norte del país y aledañas al desarrollo de los campos de Chicontepec y la Faja de Oro terrestre en el centro del país, en el sector de Tampico-Misantla (Figura 17).

*ms.*  
✓

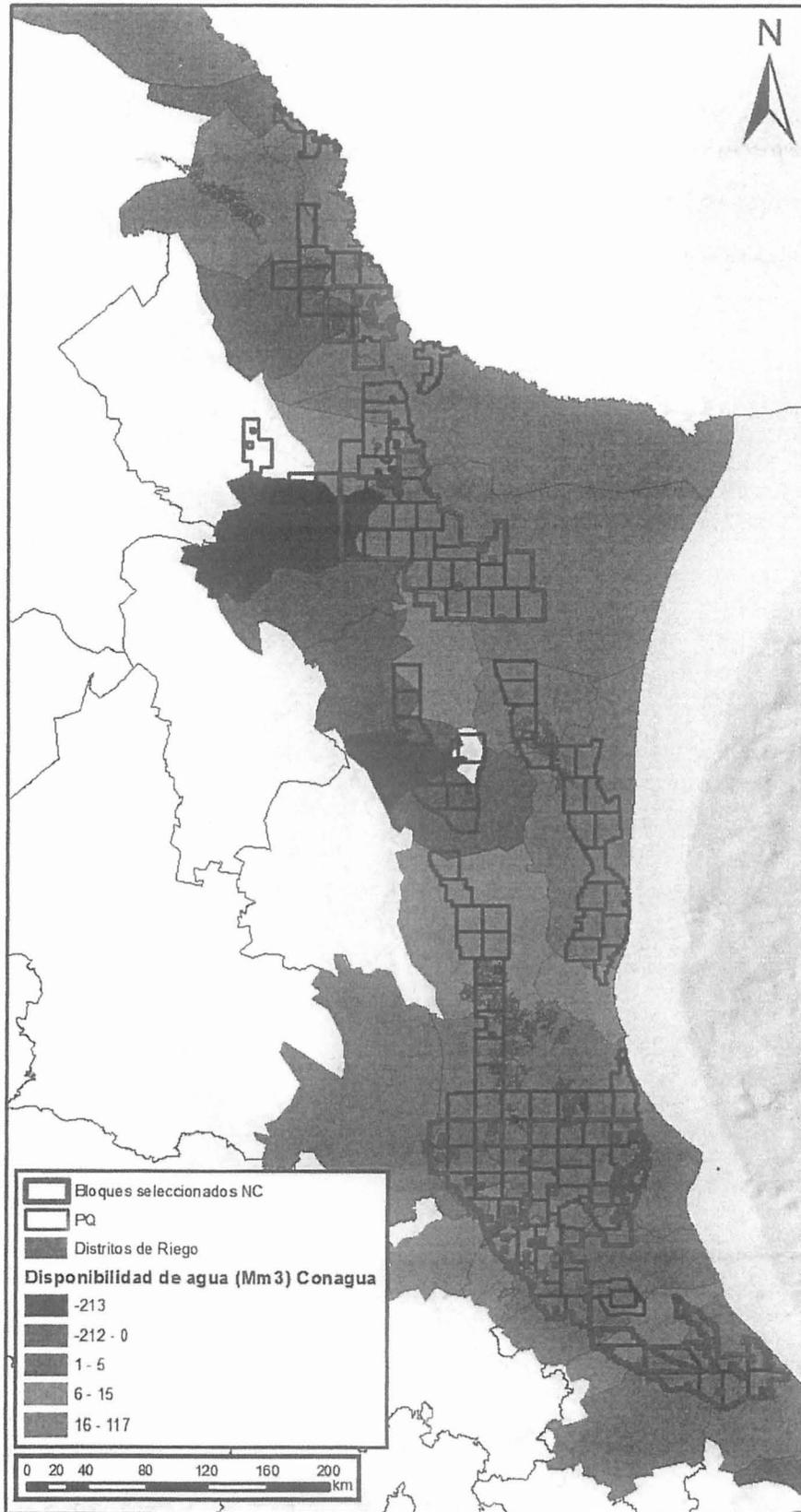


Figura 16. Mapa que muestra la disponibilidad de agua en Mm<sup>3</sup> en las diferentes Cuencas Hidrológicas y la distribución de los Distritos de Riego entorno a los bloques seleccionados, con base en información proporcionada por Conagua.

*Handwritten signature and initials.*

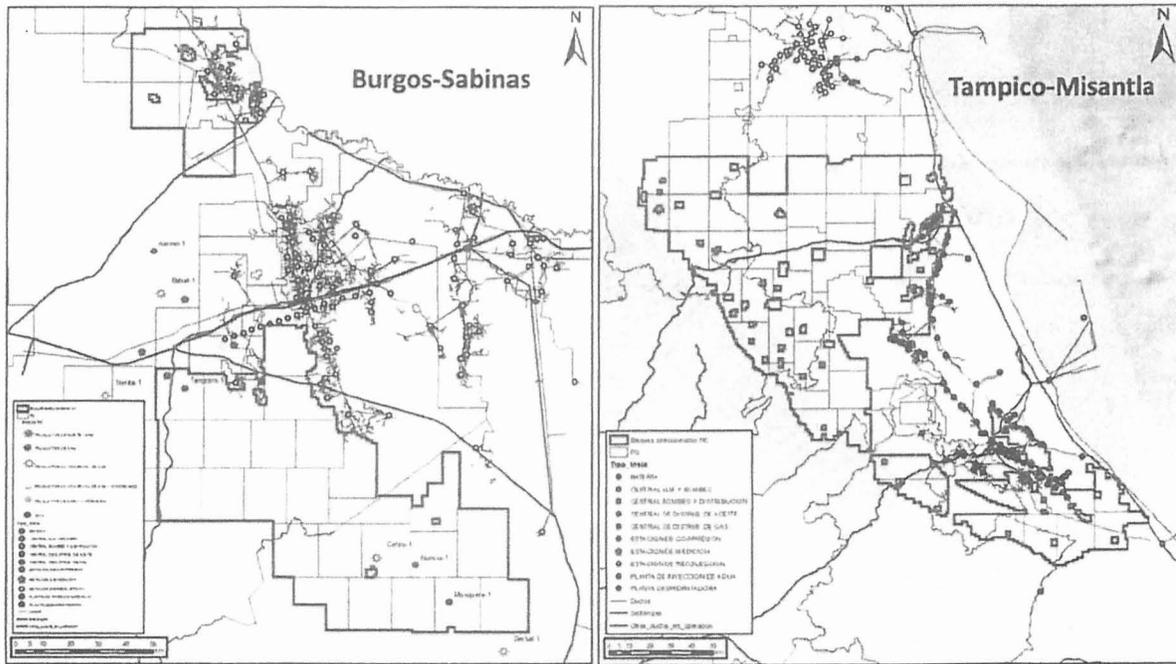


Figura 17. Mapas que muestran la distribución de infraestructura conocida para la distribución, almacenamiento y operación para la producción de hidrocarburos en los bloques seleccionados de los sectores Sabinas-Burgos y Tampico-Misantla.

### III. Resultados

Derivado del análisis realizado a las áreas del Plan Quinquenal en las categorías de aguas profundas y terrestre no convencional enviadas por la Sener, se seleccionaron bloques para cada sector identificado en cada categoría a partir de la generación de indicadores que permiten ponderar diversos factores en cada bloque de manera individual y que involucra los elementos y criterios establecidos por la Sener en su solicitud, así como otros que la Comisión consideró para el análisis.

En ambos casos de áreas en aguas profundas y terrestres no convencional, se privilegiaron los recursos de acuerdo al tipo de hidrocarburo y a la información disponible para la evaluación de las áreas contractuales. Sin embargo, también se consideraron factores que por tener menor peso en las respectivas ponderaciones no dejan de ser clave en la selección de áreas a licitar, como la infraestructura existente y la posibilidad de planeación de economías de escala entorno a las áreas en donde ya se tiene actividad exploratoria y de desarrollo.

La adopción de la nueva estrategia del Plan Quinquenal permite incrementar tanto el recurso prospectivo como la superficie que puede ser licitada en rondas, la selección de áreas aquí propuesta plantea abrir un número definido de bloques contiguos en cada sector, dando un mayor rango de opción a los potenciales licitantes pero con un número de áreas y un volumen de información manejable tomando en cuenta el periodo de evaluación considerado para el análisis.

Para el caso de las áreas seleccionadas en aguas profundas, se propone una unión de bloques de acuerdo con las consideraciones realizadas por la Comisión en lo que a volumen de recurso prospectivo, tipo de hidrocarburo esperado y tirante de agua se refiere. Esto, con la intención

de minimizar un eventual escenario adverso que afecte la posibilidad de materializar proyectos de exploración en aguas profundas.

La propuesta de selección de áreas para la conformación de la Ronda 2.4 en las categorías de aguas profundas y áreas terrestres no convencional se muestra en el mapa de la Figura 18. Para el caso de las áreas seleccionadas en aguas profundas, se muestra en contornos morados la propuesta de unión de bloques.

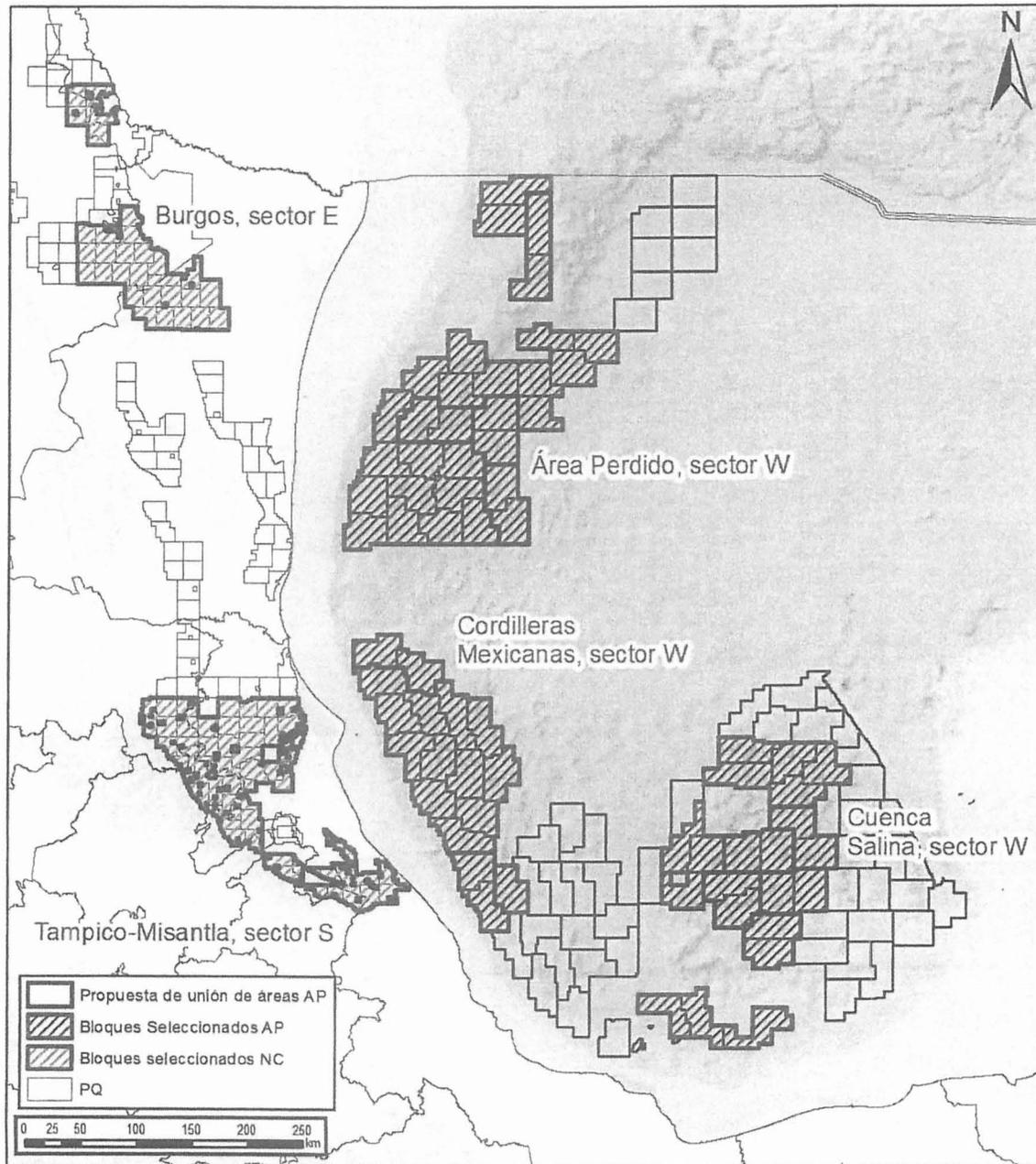


Figura 18. Mapa que muestran la propuesta de selección de áreas contractuales para la conformación de la ronda 2.4 en las categorías de aguas profundas y áreas terrestres no convencionales. Los contornos morados en los diferentes sectores de aguas profundas indican la propuesta de unión de bloques realizada por la Comisión.

*[Handwritten signature]*

Las características de la propuesta de selección de áreas para la conformación de la Ronda 2.4 en las categoría de aguas profundas se muestran en la Tabla 4, indicando en números morados el escenario de agrupación de unión de bloques, mientras que las características de las áreas seleccionadas en la categoría de terrestres no convencional se muestra en la Tabla 5.

Tabla 4. Características de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal en cada sector, para la conformación de la Ronda 2.4 en aguas profundas. Los números morados indican el escenario de unión de bloques.

Sector	Núm. de bloques	Tamaño promedio (km <sup>2</sup> )	Superficie Total (km <sup>2</sup> )	RP Total (MMbpce)
Área Perdido	30 / 26	1,000 / 1,154	30,014	1,604
Cordilleras Mexicanas	17 / 15	1,024 / 1,161	17,412	1,212
Cuenca Salina	21 / 16	1,024 / 1,347	21,505	1,347
<b>TOTAL</b>	<b>68 / 57</b>	<b>1,016 / 1,220</b>	<b>68,931</b>	<b>4,163</b>

Tabla 5. Características de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal en cada sector, para la conformación de la Ronda 2.4 en áreas terrestres no convencional.

Provincia	Superficie Total (km <sup>2</sup> )	Núm. de bloques	Tamaño promedio de bloque (km <sup>2</sup> )	Recursos Prospectivos (mmbpce)		Campos considerados	Volumen Original Remanente (VOR)	
				Recurso Convencional	Recurso No Convencional		Aceite (MMb)	Gas (mmmpc)
Sabinas-Burgos	8,569	30	285	143	2,963	21	0	2,050
Tampico Misantla	13,308	48	277	142	14,220	35	18,992	9,766
<b>TOTAL</b>	<b>21,877</b>	<b>78</b>	<b>280</b>	<b>285</b>	<b>17,183</b>	<b>56</b>	<b>18,992</b>	<b>11,816</b>

### III.1 Recomendaciones

En razón de que el Plan Quinquenal se constituye como un documento indicativo, considerará revisiones con base en la información geológica y geofísica que se genere, tanto de las campañas de nueva adquisición de datos, como en las de mejora de la información exploratoria existente. Esto, de acuerdo a la rectificación de bloques derivado del análisis de información ARES integrada para esta asistencia técnica.

Asimismo, la consideración de superficie que no resulte asignada con el avance de cada ronda de licitación, en conjunto con las áreas que eventualmente pasen a disponibilidad del Estado proveniente de los asignatarios y contratistas de licitaciones pasadas, podrá modificar el Plan Quinquenal, con miras a evitar que áreas con potencial exploratorio resulten ociosas.

Es importante resaltar que la adopción de una estrategia dónde se busque tener un alcance mayor de apertura tanto de superficie como de recursos de hidrocarburos, el enfoque para medir el éxito de las licitaciones no debe depender del número de áreas otorgadas, sino de las actividades e inversiones que lleven a reducir la incertidumbre exploratoria, especialmente en áreas como aguas profundas y no convencionales; rubros en los cuales la exploración en México está rezagada.

Las áreas seleccionadas por la Comisión para la conformación de la R2.4 derivadas del análisis realizado, corresponden con áreas de alto potencial que han tenido poco desarrollo exploratorio, por lo tanto pueden catalogarse como de alto riesgo y requieren de inversión para poder alcanzar su máximo potencial. La inversión en nueva información sísmica y en la mejora de la ya existente que han realizado los autorizados de las ARES correspondiente con las áreas seleccionadas, en combinación con la ejecución de las actividades del Compromiso Mínimo de Trabajo, el cual prevé actividades exploratorias enfocadas a reducir el riesgo exploratorio de cada sector, resulta ser un indicador más adecuado para medir el éxito de las licitaciones.

Las bases a partir de las cuales se sustenta el análisis realizado y la selección propuesta, no se restringen hacia áreas prospectivas por algún tipo de hidrocarburo en específico, sino promover un mejor aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos de la nación en áreas que resultan prioritarias por su alto potencial y bajo desarrollo, que permitan responder a las necesidades actuales y futuras de los energéticos, y que a su vez incentiven el desarrollo de una industria petrolera nacional.

Como complemento a la política energética de incrementar la plataforma de producción de crudo y gas natural plasmado por la Sener en su solicitud, la selección de áreas propuesta si bien incorpora una proporción importante de recurso remanente en las áreas terrestres no convencionales, la mayor cantidad de reservas y volúmenes para la extracción que permitirá incrementar sustantivamente la producción de crudo y gas natural, se encuentra amparado por Asignaciones de Pemex.

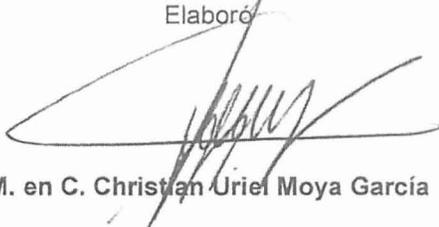
En ese sentido, es necesario complementar las capacidades técnicas, financieras y de ejecución de la empresa productiva del Estado, que permita traer los volúmenes de hidrocarburos a su resguardo en horizontes de tiempo cercanos; a través de los mecanismos que brinda la Reforma Energética para tal fin. Una estrategia que ha resultado exitosa en este sentido, derivado de la experiencia en licitaciones pasadas, es el alinear las asociaciones de Pemex (*farmouts*) con las rondas correspondientes, con miras también a aumentar la competitividad de los procesos licitatorios.

Para el caso de las áreas terrestres no convencionales, en un escenario actual de precios bajos y dónde los costos de operación son de vital importancia para el desarrollo de este tipo de recursos. El marco regulatorio, el régimen fiscal y cómo planear la utilización de grandes cantidades de recursos como agua, productos, equipos y personal, es pieza clave a considerar en el modelo de contrato por aplicar en estas áreas; por lo que es necesario generar condiciones contractuales competitivas y atractivas, que estén alineadas con las condiciones de mercado y mejores prácticas en la industria.

Adicional al marco regulatorio y condiciones contractuales óptimas para la ejecución de la licitación de R2.4 y considerando que una parte importante de los recursos y reservas se encuentran en áreas terrestres no convencionales, es importante contar y prever los análisis necesarios de impacto social y consultas indígenas en torno a las diferentes áreas seleccionadas.

Considerando que una componente importante en el proceso de mejora de las licitaciones es el proceso de nominación por parte de la industria, es importante tener en mente que mantener un ritmo adecuado de apertura de la industria petrolera en cuanto a la extensión y frecuencia de licitaciones es clave para la obtención de buenos resultados, considerando los ciclos a largo plazo que se tienen desde la exploración al futuro desarrollo y producción.

Elaboró



**M. en C. Christian Uriel Moya García**

Director General de Evaluación del Potencial  
Petrolero

Autorizó



**Dr. Faustino Monroy Santiago**

Titular de la Unidad Técnica de Exploración