



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asistencia técnica para la selección de
áreas en zonas de aguas someras y
terrestres convencionales a incluir en la
Primer Convocatoria de la Ronda Tres.

junio, 2017

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 someras.....	4
II.3 Resultados, selección de áreas en aguas someras.	6
II.4 Propuesta de unión de bloques en Aguas Someras	9
II.5 Consideraciones sobre los campos en posesión del Estado en aguas someras	14
II.6 Análisis para la selección de áreas terrestres convencionales.....	16
II.7 Resultados, selección en áreas terrestres convencionales.....	19
II.8 Propuesta de unión de bloques en áreas terrestres convencionales	23
II.9 Consideraciones sobre los campos en posesión del Estado en áreas terrestres convencionales	26
III. RESULTADOS	28
III.1 Recomendaciones	30

I. Antecedentes

Mediante oficio 521.DGEEH.270/17, recibido en la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) el 23 de mayo de 2017, la Secretaría de Energía (Sener) solicita asistencia técnica a esta Comisión para la selección de áreas en zonas de aguas someras y terrestres convencionales que puedan ser incluidas en la Primera Convocatoria de la Ronda Tres.

De acuerdo con lo establecido por la Sener en su solicitud, el objetivo de la asistencia técnica es contar con áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos que permitan incrementar la plataforma de producción de crudo y gas natural en zonas de aguas someras y terrestres convencionales.

Adicionalmente, la Sener establece que para llevar a cabo la selección de las áreas para la primera licitación de la Ronda Tres, la propuesta deberá tomar en cuenta los elementos y criterios siguientes:

Para Aguas Someras:

- Selección de áreas de acuerdo al Plan Quinquenal, con áreas de aproximadamente 400 km², siendo factible la unión de bloques en función del potencial petrolero o tipo de hidrocarburo;
- Propuesta de bloques con potencial de aceite y gas para acelerar la incorporación de producción a la plataforma nacional;
- Disponibilidad de información geológica y geofísica para acelerar las etapas de exploración y la restitución de reservas de la nación;
- Disponibilidad de infraestructura para transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos;
- Tipo principal de hidrocarburos;
- Distribución de bloques conforme a regiones económicas que permitan economías de escala por sectores identificados; y
- Otros que la Comisión considere procedente.

Para Terrestres Convencionales:

- Selección de los bloques de acuerdo al Plan Quinquenal, con áreas de aproximadamente 200 km², siendo factible la unión de bloques en función del potencial petrolero o tipo de hidrocarburo;
- Limitar el potencial petrolero a zonas de recursos convencionales para generar proyectos que incentiven la participación de empresas de bajos costos administrativos;
- Propuesta de bloques con potencial de aceite y gas para acelerar la incorporación de producción a la plataforma nacional;
- Disponibilidad de información geológica y geofísica para acelerar las etapas de exploración y la restitución de reservas de la nación;
- Disponibilidad de infraestructura para transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos;
- Tipo principal de hidrocarburos;
- Selección prioritaria de áreas con campos en asignaciones con carácter de resguardo "AR"
- Distribución de bloques conforme a regiones económicas que permitan economías de escala por sectores identificados; y
- Otros que la Comisión considere procedente.

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, la información geológica y geofísica disponible para el otorgamiento de la columna geológica completa en la cobertura de las áreas, integrando la información de reciente adquisición derivada de las autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial (ARES), el contexto espacial de los campos de extracción relacionados 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 someras del Golfo de México, identificando los siguientes sectores: Sabinas-Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste-Chiapas para las áreas terrestres convencional y Burgos Somero, Tampico-Misantla-Veracruz y Cuencas del Sureste Somero en aguas someras (Fig.1).

Con base en la sectorización para las zonas terrestres convencional y aguas someras, 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 proximidad con las instalaciones superficiales para áreas en aguas someras y áreas terrestres convencional.

Para el caso de las áreas terrestres convencionales, se consideró un indicador para el volumen original remanente (VOR) de los campos descubiertos que actualmente se encuentran en posesión del Estado, lo que aporta valor en la ponderación de los bloques que incluyen recursos ya descubiertos y atiende el criterio establecido por la Sener de dar prioridad a las áreas con campos en asignaciones con carácter de resguardo "AR".

Adicionalmente, la selección de los bloques tanto de aguas someras como de terrestres convencional se llevó a cabo tomando en cuenta su ubicación geográfica entorno a las áreas ya adjudicadas de la Ronda Cero y Ronda Uno y por adjudicar de la Ronda Dos, con el objetivo de promover la generación de polos de desarrollo exploratorio y la posible planeación de economías de escala que beneficien a las diferentes regiones petroleras del país.

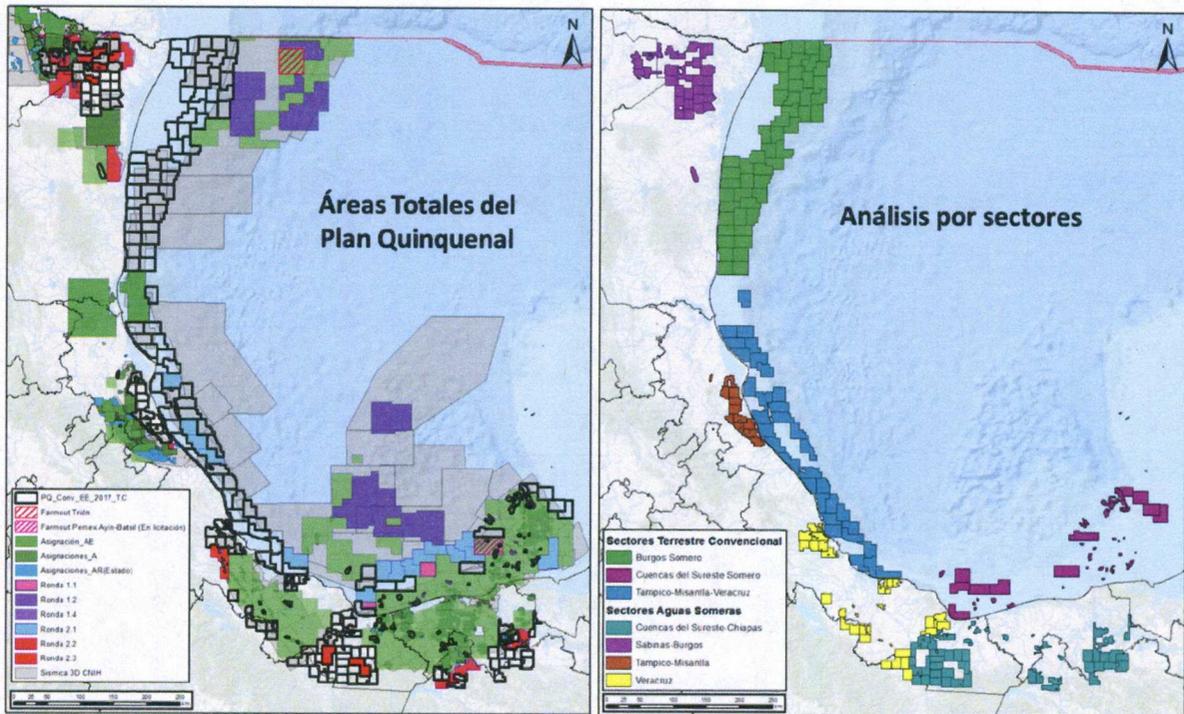


Figura 1. Mapas que muestran los bloques del Plan Quinquenal en las categorías de aguas someras y terrestre convencional en el contexto de la Ronda Cero, Ronda Uno y las licitaciones en curso de la Ronda Dos, así como la sectorización de las áreas del Plan Quinquenal realizadas para su análisis.

A continuación se presenta el análisis realizado para la selección de áreas en zonas de aguas someras y en áreas terrestres convencional, que pueden ser incluidas en la Primera convocatoria de la Ronda Tres.

II.2 Análisis para la selección de áreas en aguas someras.

De acuerdo con cada uno de los criterios establecidos por la Sener, se establecieron diferentes indicadores, mediante los cuales se estimaron parámetros para la jerarquización de cada uno de los bloques del Plan Quinquenal en aguas someras para los sectores Burgos Somero, Tampico-Misantla-Veracruz y Sureste Somero.

Los indicadores propuestos se dividen en tres grupos:

1. Recurso Prospectivo; corresponde a la ponderación determinada por el volumen total de los recursos prospectivos identificados en cada uno de los bloques, ponderado por el valor comercial del tipo de hidrocarburo en México.

Para el caso de los hidrocarburos líquidos, el valor fue calculado con base en las formulas establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante su reporte anual 2017, en donde se determina el precio en función de su gravedad API (Tabla 1). Para el caso de los hidrocarburos gaseosos, el precio del gas seco fue establecido de acuerdo con la cotización Henry Hub y el gas húmedo se consideró como una mezcla típica, compuesta 84% de gas seco y 16% de aceite ligero.

Debido a la gran diferencia que existe entre los precios de los hidrocarburos líquidos y los hidrocarburos gaseosos, no resulta conveniente ponderar los bloques en conjunto, por lo

que se evaluaron por tipo de hidrocarburo esperado; por un lado, los bloques de aceite y por el otro los bloques de gas. (Figura 2).

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.

- Disponibilidad de información geológica y geofísica (Información G&G); este indicador se basa en la disponibilidad de información necesaria para que los eventuales licitantes puedan evaluar el potencial dentro de cada bloque.

Este indicador considera el porcentaje de cubrimiento sísmico tridimensional en cada uno de los bloques, la longitud de sísmica 2D existente dentro de cada bloque entre la superficie de este, obteniendo una relación de kilómetros lineales de sísmica 2D por cada km² de bloque y finalmente; la presencia de pozos exploratorios entorno a los bloques.

Los bloques que incluyen dentro de su superficie al menos un pozo exploratorio obtuvieron la calificación más alta, mientras que el bloque que dista más de algún pozo exploratorio la calificación más baja. Cabe destacar que, la ponderación de este indicador considera la disponibilidad de información alojada dentro del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH).

La ponderación de acuerdo con el tipo de información utilizada para la conformación de este indicador se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Valores de ponderación para los tres indicadores que componen el indicador de información Geológica y Geofísica (G&G).

Tipo de Dato	Criterio de Evaluación	Ponderación
Sísmica 3D	% de Cobertura	0.50
Sísmica 2D	km lineales/km ²	0.20
Pozos Exploratorios	Distancia del pozo más cercano	0.30

- Disponibilidad de infraestructura; este indicador corresponde con la proximidad de cada bloque con las instalaciones existentes para el transporte y distribución de hidrocarburos, en donde la calificación fue otorgada en función de un radio de proximidad (Tabla 3), medido desde la instalación hasta el perímetro de cada bloque.

Tabla 3. Valores de ponderación para establecer la calificación de los bloques de Aguas Someras en función de su proximidad con las instalaciones de transporte y distribución de hidrocarburos.

Radio de Proximidad	Ponderación
0-25 km	1
25-50 km	0.5
50-75 km	0.25
75-100 km	0.1

Finalmente, la ponderación global de cada bloque se estableció mediante la sumatoria de cada grupo de indicadores ponderados de acuerdo con un peso asignado a cada variable. Los valores de ponderación global se muestran en la fórmula (1).

$$\text{Calificación del Bloque} = \text{Recurso Prospectivo (60\%)} + \text{Información G\&G (20\%)} + \text{Instalaciones (20\%)} \quad (1)$$

De acuerdo con esta propuesta de ponderación global, se otorgó un peso del 60% al volumen de recurso prospectivo por tipo de hidrocarburo, 20% a la información sísmica 3D y 2D en fracción de cobertura por bloque y la existencia de pozos exploratorios, y 20% al indicador de proximidad de cada bloque con las instalaciones existentes para el transporte y distribución de hidrocarburos.

Con base en los indicadores ponderados para la jerarquización de áreas, se clasificaron los bloques en aguas someras considerando un puntaje del 0 a 1 de acuerdo con la categorización mencionada anteriormente. Esta clasificación se separó por principal 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).

II.3 Resultados, selección de áreas en aguas someras.

De acuerdo con la metodología propuesta en el apartado anterior, el puntaje calculado para cada área de los sectores en aguas someras se muestra en el mapa de la Figura 2 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 2).

Esta selección de áreas abarca 37 bloques para el sector Burgos somero, 25 bloques para Tampico-Misantla-Veracruz y 8 bloques en la Cuencas del Sureste somero, dando un total de 70 áreas seleccionadas para aguas someras. Esta selección de áreas corresponde con el 72% del número total de bloques del Plan Quinquenal, el 72% de la superficie total del Plan Quinquenal y el 83% del recurso prospectivo estimado total del Plan Quinquenal en aguas someras.

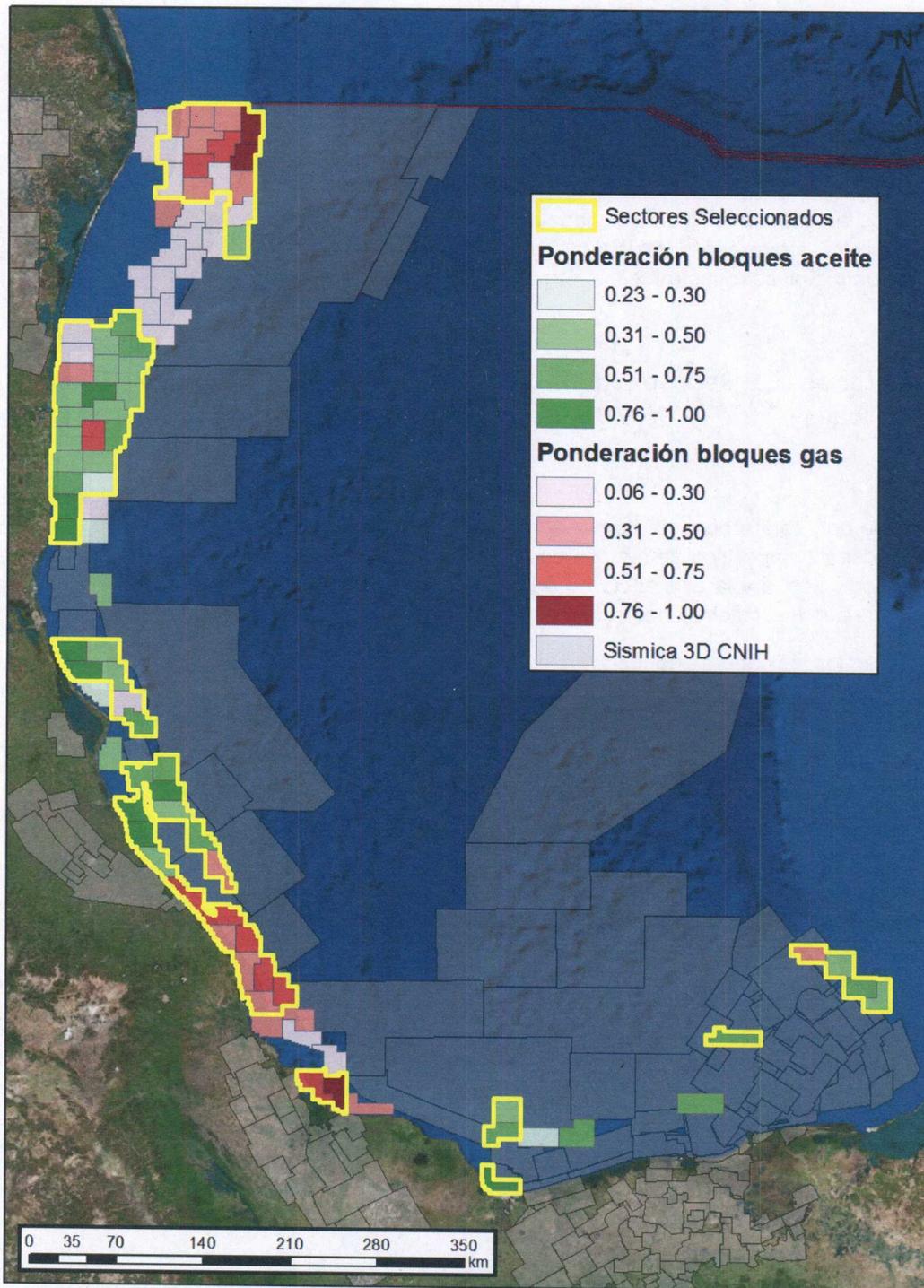


Figura 2. Mapa que muestra el puntaje calculado para cada área de los sectores en aguas someras; este puntaje está separado por bloques de acuerdo con el tipo de hidrocarburo esperado en aceite (áreas verdes) y gas (áreas rojas) dónde los colores más intensos indican las áreas con el mayor puntaje, respectivamente. Las zonas rodeadas en color amarillo corresponden con los bloques seleccionados para cada sector.

Las características de las áreas seleccionadas por sector se indican en la Tabla 4.

Tabla 4. Características de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal en cada sector, para la conformación de la Ronda 3.1 en aguas someras.

Sector	Numero de Bloques	Superficie (km ²)	Tamaño Promedio de Bloque (km ²)	Recurso Prospectivo (mmbpce)	Numero de Campos	VOR aceite (mmb)	VOR gas (mmpc)
Burgos Somero	37	14,804.5	400.1	1,026.55	0		
Cuencas del Sureste Somero	8	3,204.0	400.5	124.04	3	73.6	113.1
Tampico-Misantla-Veracruz	25	10,056.1	402.2	787.29	0		
Total	70	28,064.6	401.0	1,937.89	3	73.6*	113.1*

*Sin datos del campo Tunich

Cabe mencionar, que dos bloques seleccionados en el sector de Cuencas del Sureste Somero incluyen recursos ya descubiertos, correspondientes a los campos Tunich de aceite extrapesado, Xicope de gas seco y Xaxamani de aceite mediano; donde estos dos últimos se encuentran dentro de un mismo bloque. Para el caso de Xicope y Xaxamani, los pozos asociados a estos descubrimientos se encuentran dentro del mismo bloque, mientras que para el caso de Tunich, del cual no se cuenta con información del volumen descubierto, uno de los dos pozos asociados se encuentra dentro de una Asignación de Pemex.

De acuerdo con la información disponible, el pozo Tunich-1 perforado en 1978 resultó improductivo y se encuentra fuera del bloque seleccionado del Plan Quinquenal, mientras que el pozo Tunich-101 perforado en 2004 dentro del bloque seleccionado, resultó productor no comercial de aceite. El mapa de la Figura 3 muestra la situación de estos descubrimientos y sus pozos asociados.

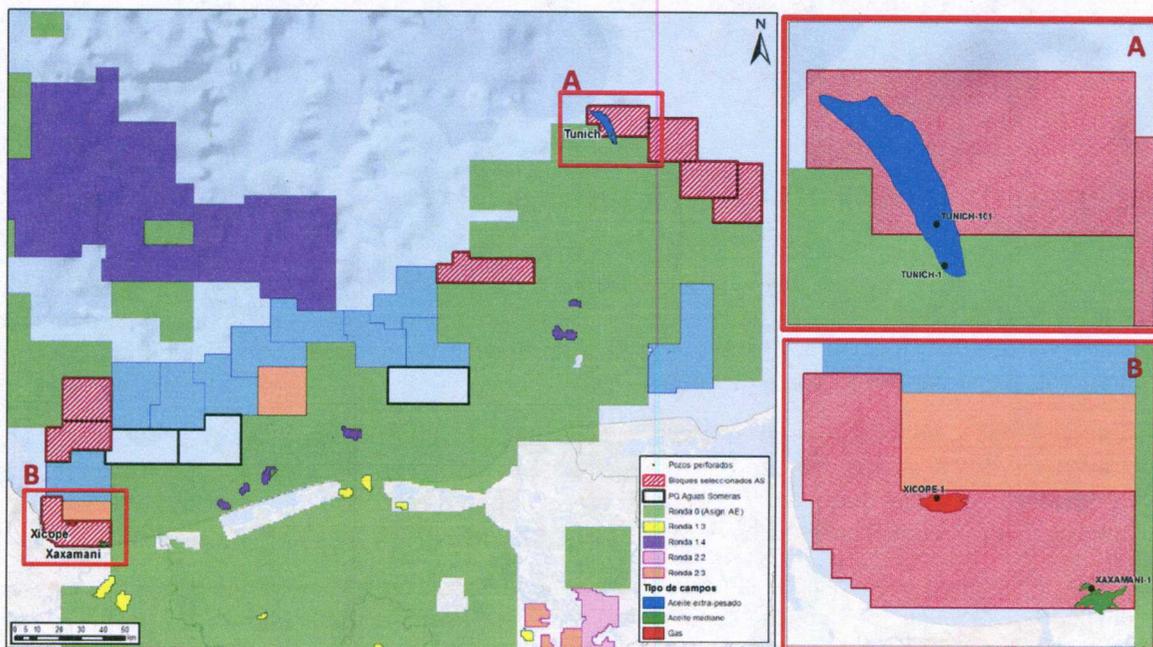


Figura 3. Mapa que muestra la situación de los descubrimientos Xicope, Xaxamani (B) y Tunich (A) asociados a los bloques seleccionados en el sector de Cuencas del Sureste Somero. Para el caso de Tunich, del cual no se cuenta con información del volumen descubierto, uno de los dos pozos asociados se encuentra dentro de una Asignación de Pemex (Tunich-1), el cual está clasificado como improductivo de acuerdo con la información disponible.

De manera general, la selección de áreas en aguas someras 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 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, y la posible planeación de economías de escala.

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 3.1. Las gráficas de la Figura 4 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.

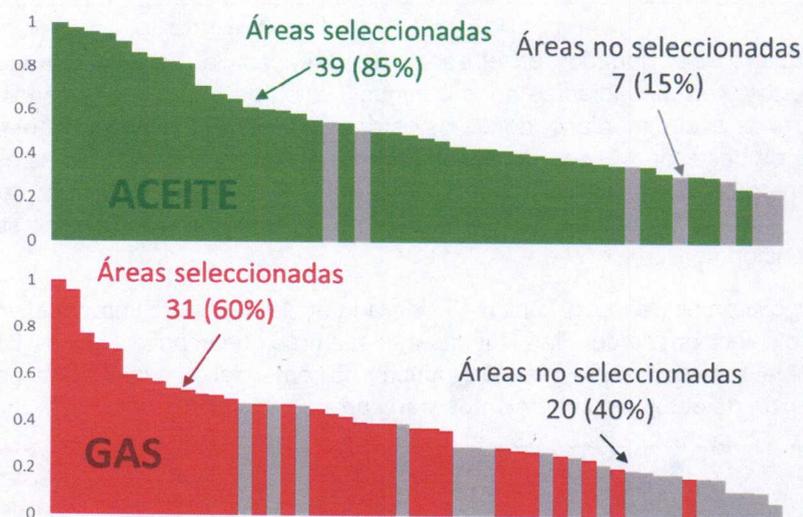


Figura 4. Gráficas que muestran la distribución de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal de acuerdo con su prospectiva de tipo de hidrocarburo y de acuerdo con el puntaje del 0 al 1 para cada bloque según la jerarquización propuesta. Esta selección 39 áreas prospectivas por aceite y 31 prospectivas por gas en aguas someras, constituye una muestra representativa del total de bloques presentes en el Plan Quinquenal.

II.4 Propuesta de unión de bloques en Aguas Someras

Con base en la factibilidad de unión de bloques que la Sener estableció en su solicitud de asistencia técnica y la selección de áreas en aguas someras de acuerdo a los indicadores propuestos, se realizó un análisis para proponer una unión de bloques en función del volumen de recursos, del tipo de hidrocarburo esperado y el tirante de agua.

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 dependientes del tirante de agua, pueden resultar en un escenario adverso que reduciría la posibilidad de materializar proyectos de exploración en aguas someras.

En este sentido, para el caso de las áreas seleccionadas con prospectiva principal por aceite, se identificaron bloques de aceite superligero-ligero y pesado-extrapesado; 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, al tipo de hidrocarburo y al tirante de agua dentro del rango de la categoría de aguas someras (tirantes de agua menores a 500 m) para usarlo como referencia en la identificación de las áreas dónde convendría una unión de bloques.

La gráfica de la Figura 5 muestra los promedios estimados de tamaño mínimo de campo comercial por tipo de hidrocarburo de acuerdo con una división en rangos de 0-200 m y de 200-500 m de tirante de agua.

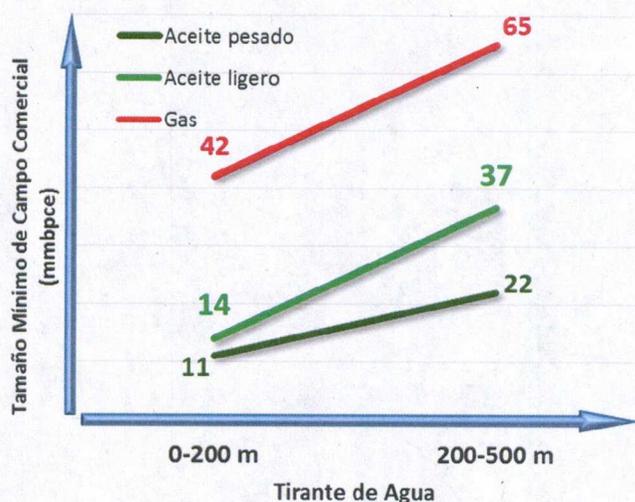


Figura 5. Gráfica que muestra los promedios estimados de tamaño mínimo de campo comercial por tipo de hidrocarburo de acuerdo dos rangos de tirante de agua, dentro de la categoría de aguas someras (tirantes menores a 500 m).

De acuerdo con la clasificación de las áreas por tipo de aceite, las áreas de aceite ligero se encuentran principalmente en el sector sur de Burgos y norte de Tampico-Misantla-Veracruz, las áreas de gas en el sector norte de Burgos y sur de Tampico-Misantla-Veracruz, mientras que el sector este de las Cuencas del Sureste Somero presenta algunos bloques prospectivos principalmente por aceite pesado (Figura 6).

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 de acuerdo con el tirante de agua, se propone la unión de 16 bloques en el sector Burgos somero, 12 en Tampico-Misantla-Veracruz y 6 en Cuencas del Sureste somero.

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 someras.

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 someras. La propuesta de selección de áreas consistiría entonces de 29 bloques en el Burgos somero con una superficie promedio de 510 km² por bloque, 19 bloques en Tampico-Misantla-Veracruz con una superficie promedio de 529 km² por bloque y 5 bloques en las Cuencas del Sureste somero con una superficie promedio de 641 km² por bloque; para un total de 53 áreas seleccionadas en aguas someras con la propuesta de unión de bloques (Figura 6, Tabla 5).

Respecto del tirante de agua, un factor importante considerado son los potenciales costos de producción e infraestructura asociados con el tirante de agua. Generalmente, las plataformas fijas o auto-elevables (jack up) se limitan a una profundidad de 200 m de tirante de agua, a partir de donde pierden rentabilidad y será necesario emplear sistemas semi-sumergibles con sistemas flotantes o sistemas submarinos de producción que implican costos mayores y donde adicionalmente, se requiere de infraestructura cercana para el manejo de la eventual producción o bien, transportar la producción a tierra elevando los costos operativos.

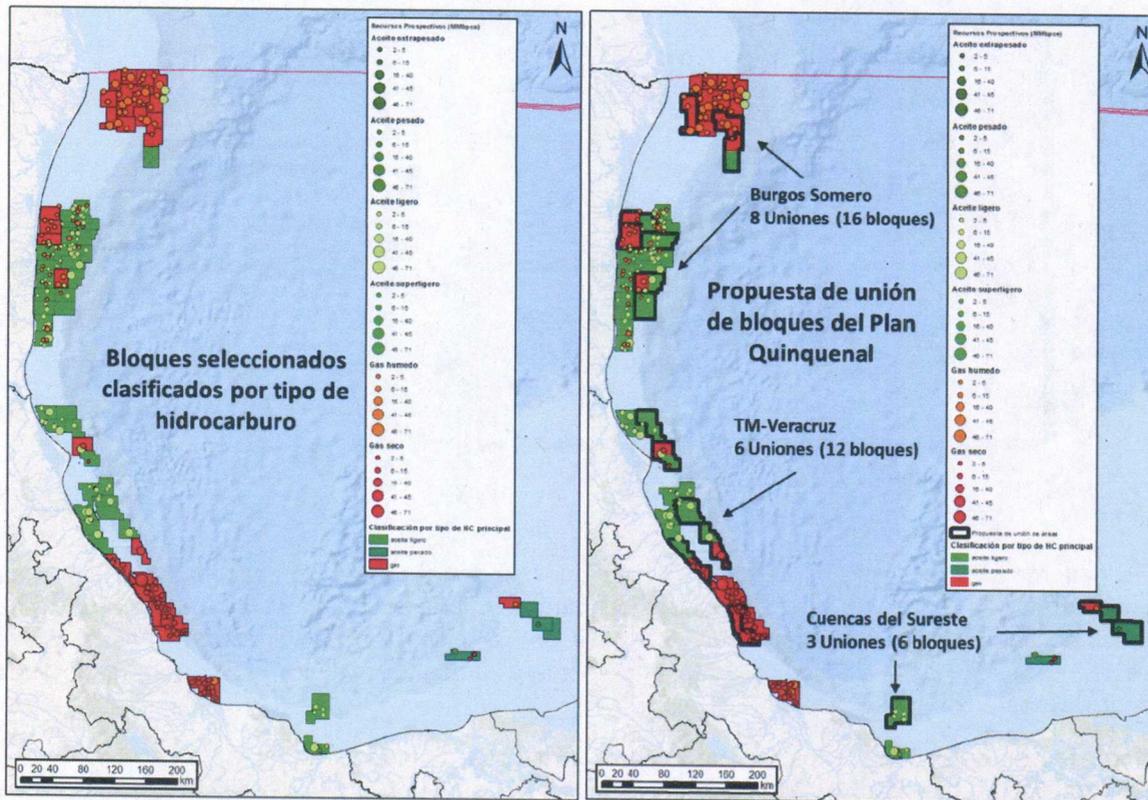


Figura 6. Mapas que muestran la categorización de las áreas seleccionadas de acuerdo al tipo de hidrocarburo esperado (izquierda) y propuesta de unión de bloques (derecha) con base en el análisis de los volúmenes prospectivos por cada bloque individual en función del principal tipo de hidrocarburo esperado y valores estimados de referencia del promedio de tamaño mínimo de campo comercial de acuerdo con el tirante de agua.

Tabla 5. Resumen de los bloques seleccionados de aguas someras, para formar parte de la primera convocatoria de la Ronda Tres, en **negritas** se marca el número y tamaño promedio de los bloques de acuerdo con la propuesta de unión de bloques.

Sector	Numero de Bloques	Superficie (km ²)	Tamaño Promedio de Bloque (km ²)	Recurso Prospectivo (mmbpce)	Numero de Campos	VOR aceite (mmb)	VOR gas (mmpc)
Burgos Somero	37 / 29	14,804.5	400.1 / 510.5	1,026.55	0		
Cuencas del Sureste Somero	8 / 5	3,204.0	400.5 / 640.8	124.04	3	73.6*	113.1*
Tampico-Misantla-Veracruz	25 / 19	10,056.1	402.2 / 529.3	787.29	0		
Total	70 / 53	28,064.6	401.0 / 560.2	1,937.89	3	73.6*	113.1*

*Sin datos del campo Tunich

Los mapas de la Figura 7 muestran los bloques seleccionados, las uniones de bloques propuestas respecto del tirante de agua en un rango de 200 a 500 m de profundidad y la situación de los bloques seleccionados entorno a las áreas ya adjudicadas de la Ronda Cero y Ronda Uno y por adjudicar de la Ronda Dos, indicando la infraestructura de ductos y líneas existentes para el manejo y transporte de hidrocarburos.

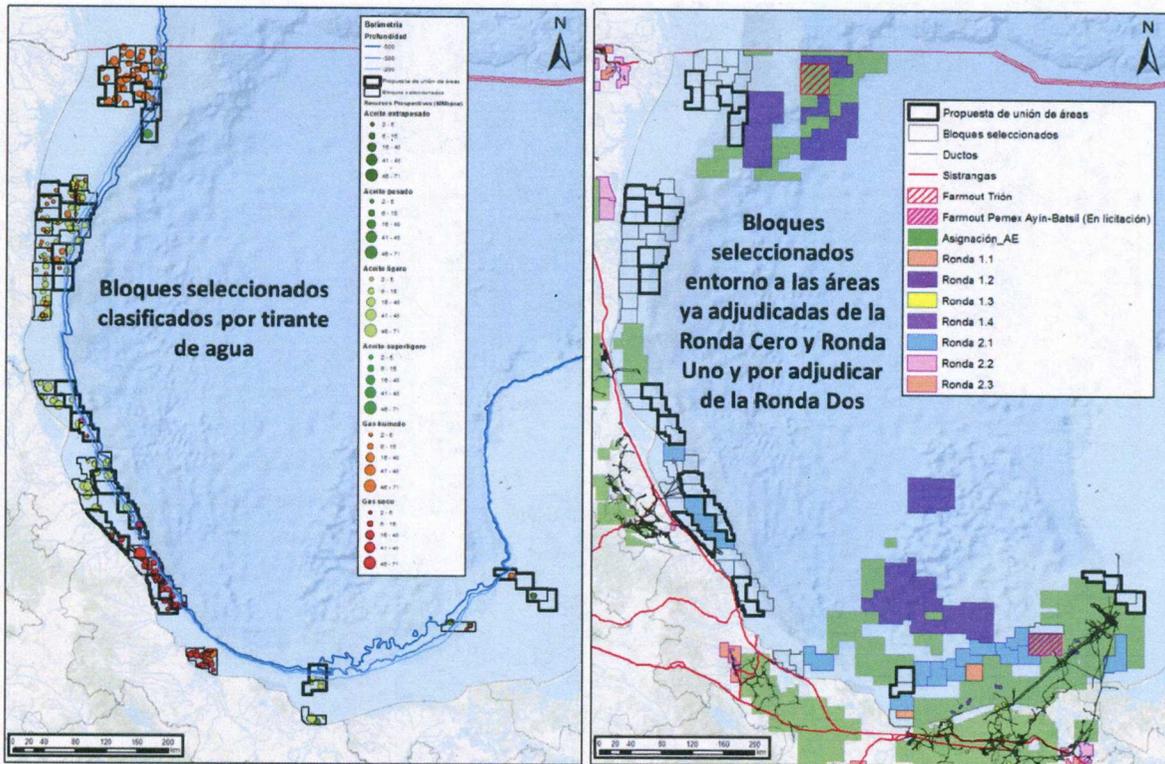


Figura 7. Mapas que muestran los bloques seleccionados, las uniones de bloques propuestas respecto del tirante de agua en un rango de 200 a 500 m de profundidad (izquierda) y la situación de los bloques seleccionados entorno a las áreas ya adjudicadas de la Ronda Cero y Ronda Uno y por adjudicar de la Ronda Dos, indicando la infraestructura existente de ductos y líneas existentes para el manejo y transporte de hidrocarburos (derecha).

Finalmente, el mapa de la Figura 8 muestra la información disponible para la evaluación de los bloques seleccionados por parte de los potenciales licitantes, conformada por la información existente a la fecha en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) de la Comisión y los estudios ARES con adquisición y sin adquisición de datos vigentes a la fecha, de los cuales algunos ya se encuentran en desarrollo y otros están por iniciar.

La información disponible consiste de sísmica 2D y 3D, información de pozos exploratorios y diferentes polígonos que representan la extensión superficial de las actividades de reproceso de sísmica 2D y 3D de la información previamente existente.

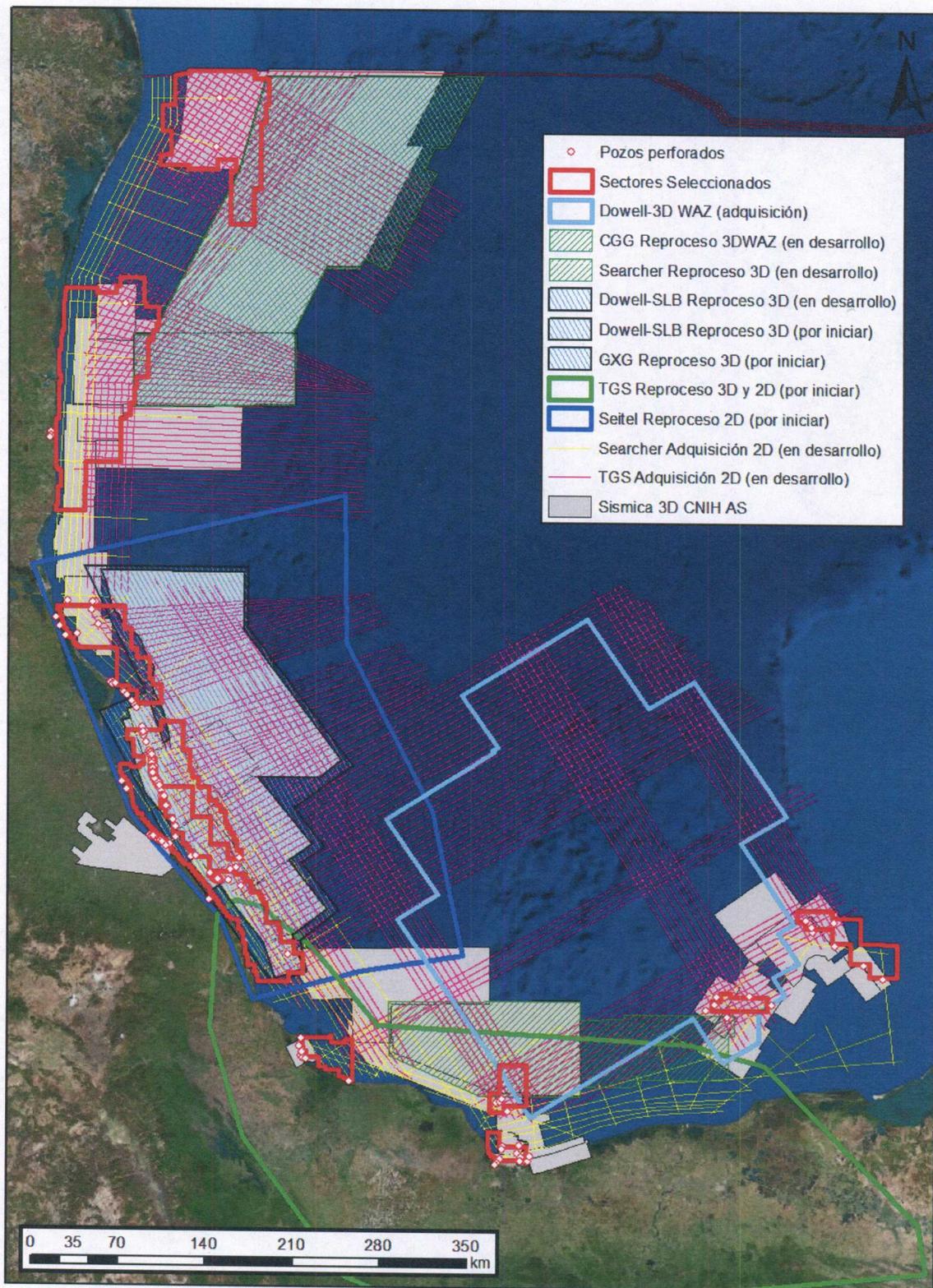


Figura 8. Mapa que muestra de manera general el volumen de información exploratoria disponible entorno a los sectores seleccionados en aguas someras. La cual incluye además de la información disponible en el CNIH, varios proyectos de adquisición de nueva información y reproceso de información existente en el marco de las ARES.

II.5 Consideraciones sobre los campos en posesión del Estado en aguas someras

Como parte de las áreas del Plan Quinquenal en aguas someras enviadas por la Sener para la selección de áreas, se incluyeron bloques pequeños (de 3 a 111 km²) correspondientes a las envolventes de los campos en posesión del Estado que se encuentran contenidas dentro de asignaciones vigentes de exploración otorgadas a Pemex en Ronda Cero.

Estos bloques ubicados principalmente en el sector de Cuencas del Sureste somero, no formaron parte del análisis de selección de bloques en aguas someras porque no cumplen con el criterio mínimo de superficie por bloque y no es posible asignar columna geológica completa en estas áreas. En este sentido, se identificaron 36 campos en posesión del Estado en aguas someras con volúmenes descubiertos de aceite y gas, indicados en el mapa de la Figura 9 y en la Tabla 6.

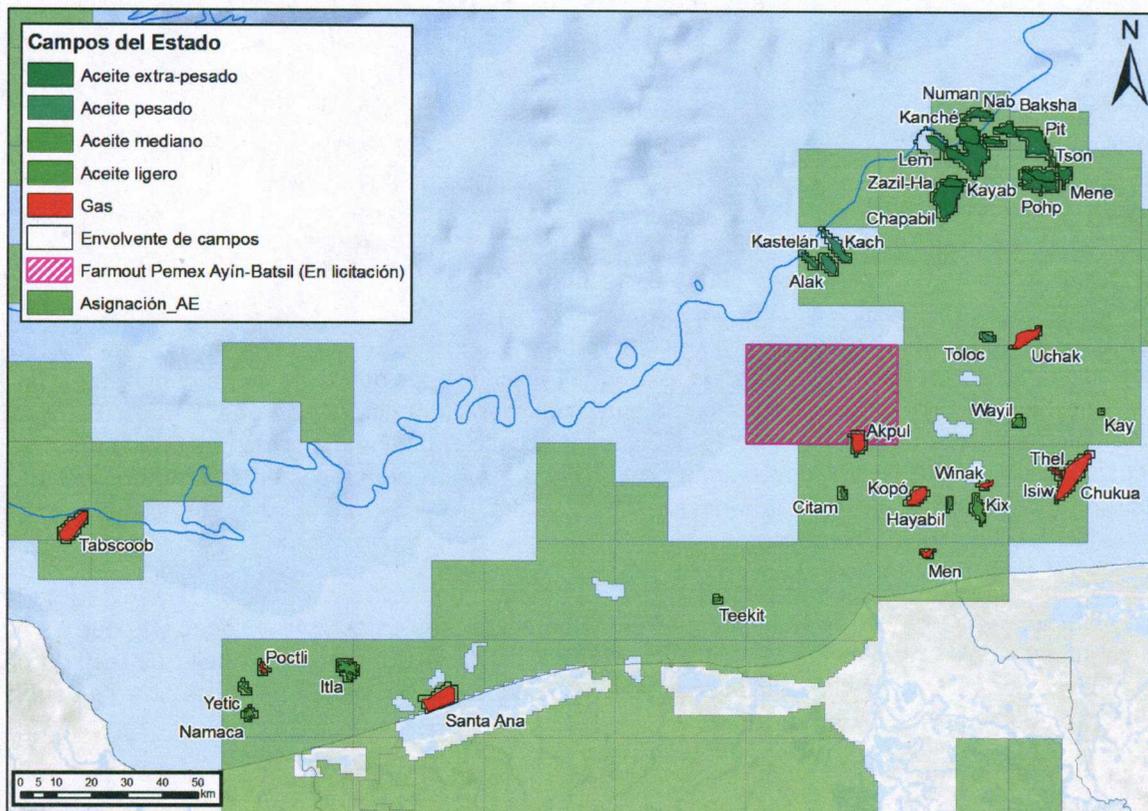


Figura 9. Campos con volúmenes descubiertos en posesión del Estado, identificados en aguas dentro de asignaciones vigentes de exploración otorgadas a Pemex en Ronda Cero.

De acuerdo con la información disponible y la base de datos de reservas al 1 de enero de 2016, estos campos representan un volumen de 16,846 mmb de aceite y 4,005 mmpc de gas; recurso en posesión del Estado que de ser licitado y adjudicado, permitiría acelerar la incorporación de producción a la plataforma nacional.

De acuerdo con el elemento Quinto de los Títulos de Asignación que amparan las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos para las 16 asignaciones de Pemex en aguas someras que abarcan a los campos en posesión del Estado, el periodo inicial de exploración de 3 años está próximo a vencer y el periodo adicional de exploración de hasta dos años a partir de la fecha de vencimiento, está sujeto al cumplimiento del Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT) establecido en los títulos para el periodo inicial de exploración.

Campo	VOR Aceite (mmb)	VOR Gas (mmmpc)	Campo	VOR Aceite (mmb)	VOR Gas (mmmpc)
Tabascoob	0	193.2	Kix	114.4	349.5
Poctli	0	91.8	Thel	0	13.6
Yetic	8.5	10.1	Chukua	0	178.3
Namaca	7.3	32.8	Winak	0	15.1
Itla	57.3	21.5	Men	0	266.9
Santa Ana	110.9	96	Nab	408	33
Lem	0	0	Baksha	449.5	61.9
Kanché	0	0	Numan	257.5	21.6
Teekit	63.1	12.3	Pit	2,870.2	216.4
Toloc	57.5	65.9	Kayab	6,966.4	751
Uchak	0	31.2	Pohp	1,266.2	252
Akpul	0	273	Tson	1,084.2	265.8
Wayil	61	195.3	Mené	203.1	43.2
Kay	2.4	13.4	Zazil-Ha	261.2	42.2
Citam	89.9	38.4	Chapabil	1,042.9	115.9
Kopó	0	13.3	Kach	586.3	76.5
Hayabil	3.2	25.5	Alak	260.6	87.8
Isiw	0	21.2	Kastelán	614.3	79.9
36 campos			Total	16,845.9	4,005.5

Tabla 6. Volumen original remanente (VOR) de los campos en posesión del Estado identificados dentro de asignaciones vigentes de Pemex otorgadas en Ronda Cero.

En este sentido y de acuerdo con el avance reportado a la fecha sobre el cumplimiento del CMT en las asignaciones de Pemex en cuestión, existen 11 asignaciones donde no se ha cumplido el CMT que incluyen un total de 25 campos con recursos descubiertos en posesión del Estado. Estos 25 campos representan un volumen de 16,562 mmb de aceite y 3,247 mmmpc de gas que podrían ser incorporados a la Primera Convocatoria de la Ronda Tres en aguas someras, junto con un área adicional de exploración (clústeres de exploración-extracción) que cumplan con los elementos y criterios establecidos por la Sener.

La incorporación de volúmenes descubiertos y áreas adicionales de exploración dependerá de la acreditación del CMT que eventualmente Pemex presente para estas asignaciones y lo que en su momento resuelva al respecto la Sener, con la opinión de la Comisión. El detalle del estado de cumplimiento del CMT de las asignaciones donde se encuentran los campos en posesión del Estado antes referidos, se indican en la Tabla 7.

Con base en lo anterior, se recomienda a la Sener incorporar al Plan Quinquenal y a la Primera Convocatoria de la Ronda Tres las áreas que eventualmente sean revertidas al Estado, derivado del cumplimiento del plazo para el primer periodo de exploración de las asignaciones otorgadas a Pemex en Ronda Cero, especialmente aquellas áreas que incluyen recursos descubiertos para la extracción. Asimismo, se recomienda la inclusión al Plan Quinquenal y a la Primera Convocatoria de la Ronda Tres las áreas que no resulten adjudicadas durante el proceso de la Primera Licitación de la Ronda Dos actualmente en proceso de licitación.

Tabla 7. Resumen del estado de cumplimiento a la fecha del CMT de las asignaciones vigentes de Pemex en aguas someras, donde se identificaron campos con volúmenes descubiertos en posesión del Estado, indicando los campos contenidos en cada Asignación y los volúmenes descubiertos asociados.

Nombre de la Asignación	% Cumplimiento	Campo	VOR Gas (mmmpc)	Volúmenes por estado de
-------------------------	----------------	-------	-----------------	-------------------------

	TOTAL por Asignación	Estado de cumplimiento del CMT		VOR Aceite (mmb)		cumplimiento del CMT	
						VOR Aceite (mmb)	VOR Gas (mmmpc)
AE-0008-2M - Amoca-Yaxche - 06	100	Cumplimiento CMT total	Teekit	63.1	12.3	283.6 (2%)	758.9 (19%)
AE-0009-M - Tucoo - Xaxamani - 01	100	Cumplimiento CMT total	Itla	57.3	21.5		
			Namaca	7.3	32.8		
			Yetic	8.5	10.1		
			Poctli	0.0	91.8		
AE-0018-M - Okom - 01	100	Cumplimiento CMT total	Citam	89.9	38.4		
			Akpul	0.0	273.0		
AE-0020-M - Okom - 03	100	Cumplimiento CMT total	Toloc	57.5	65.9	16,562.3 (98%)	3,246.6 (81%)
AE-0025-M - Okom - 08	100	Cumplimiento CMT total	Chukua	0.0	178.3		
			Isiw	0.0	21.2		
			TheI	0.0	13.6		
AE-0022-2M - Okom - 05	97	No cumple CMT	Hayabil	3.2	25.5		
			Kix	114.4	349.5		
			Kopó	0.0	13.3		
			Winak	0.0	15.1		
AE-0023 - Okom - 06	88	No cumple CMT	Men	0.0	266.9		
AE-0004-3M - Amoca-Yaxche - 02	71	No cumple CMT	Santa Ana	110.9	96.0		
AE-0024-M - Okom - 07	70	No cumple CMT	Kay	2.4	13.4		
			Wayil	61.0	195.3		
AE-0098-M - Nox-Hux - 02	63	No cumple CMT	Baksha	449.5	61.9		
			Lem	0.0	0.0		
			Kanché	0.0	0.0		
			Nab	408.0	33.0		
			Numan	257.5	21.6		
AE-0013-M - Pilar de Akal-Kayab - 04	60	No cumple CMT	Uchak	0.0	31.2		
AE-0106-M - Ayikal - 08	57	No Cumplen CMT	Tabascoob	0.0	193.2		
AE-0012-M - Pilar de Akal-Kayab - 03	49	No cumple CMT	Mené	203.1	43.2		
			Pohp	1,266.2	252.0		
			Tson	1,084.2	265.8		
AE-0011-M - Pilar de Akal-Kayab - 02	35	No cumple CMT	Pit	2,870.2	216.4		
AE-0026-M - Xulum-Ayin - 01	34	No cumple CMT	Alak	260.6	87.8		
			Kach	586.3	76.5		
			Kastelán	614.3	79.9		
AE-0010-M - Pilar de Akal-Kayab - 01	29	No cumple CMT	Chapabil	1,042.9	115.9		
			Kayab	6,966.4	751.0		
			Zazil-Ha	261.2	42.2		

II.6 Análisis para la selección de áreas terrestres convencionales.

De acuerdo con cada uno de los criterios establecidos por la Sener, se establecieron diferentes indicadores, mediante los cuales se estimaron parámetros para la jerarquización de cada uno de los

bloques del Plan Quinquenal en áreas terrestres convencionales para los sectores de Sabinas-Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste-Chiapas.

Los indicadores propuestos se dividen en cuatro grupos:

1. Recurso Prospectivo; corresponde a la ponderación determinada por el volumen total de los recursos prospectivos identificados en cada uno de los bloques, ponderado por el valor comercial del tipo de hidrocarburo en México.

Para el caso de los hidrocarburos líquidos, el valor fue calculado con base en las formulas establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante su reporte anual 2017, en donde se determina el precio en función de su gravedad API (Tabla 1). Para el caso de los hidrocarburos gaseosos, el precio del gas seco fue establecido de acuerdo con la cotización Henry Hub y el gas húmedo se consideró como una mezcla típica, compuesta 84% de gas seco y 16% de aceite ligero.

Debido a la gran diferencia que existe entre los precios de los hidrocarburos líquidos y los hidrocarburos gaseosos, no resulta conveniente ponderar los bloques en conjunto, por lo que se evaluaron por tipo de hidrocarburo esperado; por un lado, los bloques de aceite y por el otro los bloques de gas. (Figura 10).

2. Volumen Extracción; corresponde con el volumen de hidrocarburos asociado a los campos en posesión del Estado y que se encuentran dentro de algunos bloques del Plan Quinquenal, el parámetro utilizado para la ponderación en este rubro corresponde con el volumen original remanente (VOR), es decir, el volumen original menos la producción acumulada de cada campo. Este volumen fue ponderado de acuerdo con el precio comercial de los hidrocarburos, empleando los mismos parámetros que se emplearon para los recursos prospectivos (Tabla 1).
3. Disponibilidad de información geológica y geofísica (Información G&G); este indicador se basa en la disponibilidad de información necesaria para que los eventuales licitantes puedan evaluar el potencial dentro de cada bloque.

Este indicador considera el porcentaje de cubrimiento sísmico tridimensional en cada uno de los bloques, la longitud de sísmica 2D existente dentro de cada bloque entre la superficie de este, obteniendo una relación de kilómetros lineales de sísmica 2D por cada km² de bloque y finalmente; la presencia de pozos exploratorios entorno a los bloques.

Los bloques que incluyen dentro de su superficie al menos un pozo exploratorio obtuvieron la calificación más alta, mientras que el bloque que dista más de algún pozo exploratorio la calificación más baja. Cabe destacar que, la ponderación de este indicador considera la disponibilidad de información alojada dentro del CNIH.

La ponderación de acuerdo con el tipo de información utilizada para la conformación de este indicador se muestra en la Tabla 2.

4. Disponibilidad de infraestructura; este indicador corresponde con la proximidad de cada bloque con las instalaciones existentes para el transporte y distribución de hidrocarburos, en donde la calificación fue otorgada en función de un radio de proximidad (Tabla 3), medido desde la instalación hasta el perímetro de cada bloque. El mapa de la Figura 10 muestra el contexto de los bloques del Plan Quinquenal en áreas terrestre convencional con la infraestructura existente.

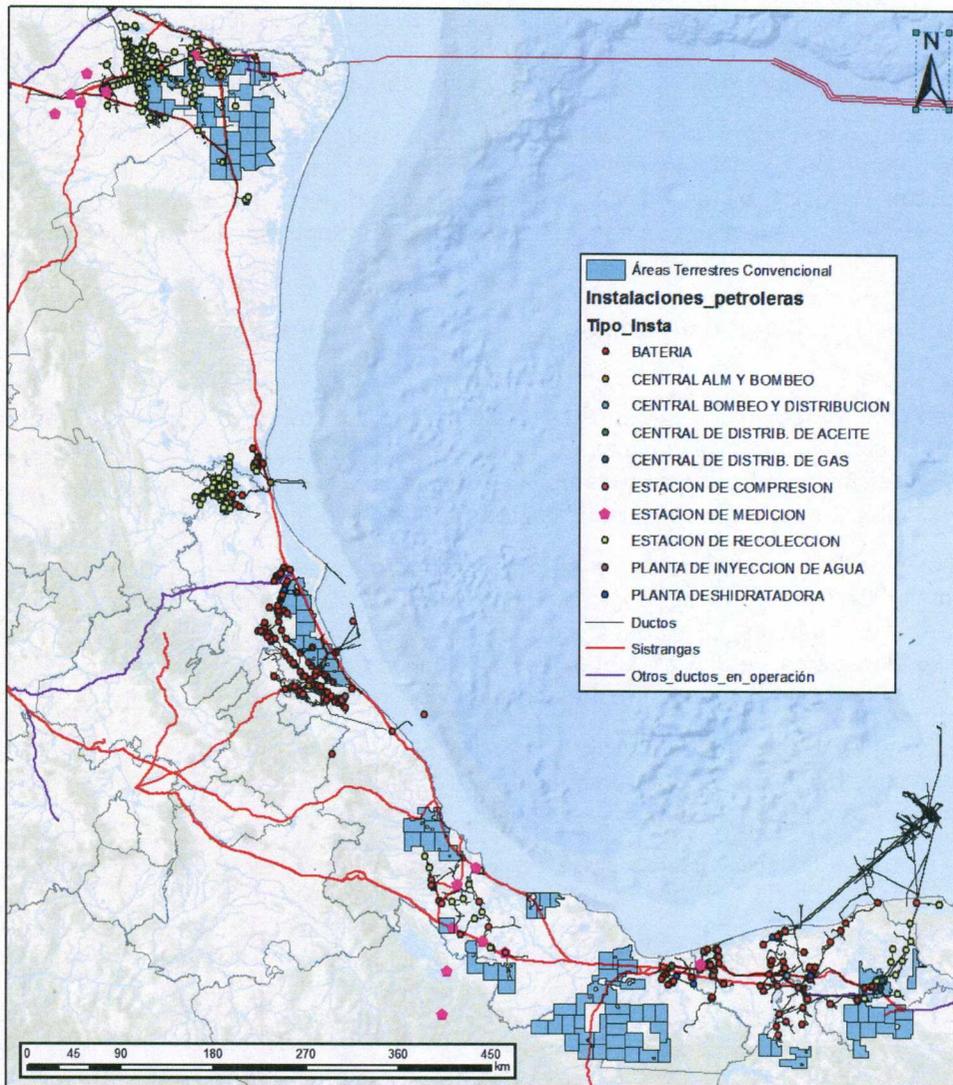


Figura 10. Mapa que muestran los bloques del Plan Quinquenal en áreas terrestres convencional y su contexto con la infraestructura existente de ductos y líneas para el manejo y transporte de hidrocarburos.

Finalmente, la ponderación global de cada bloque se estableció mediante la sumatoria de cada grupo de indicadores ponderados de acuerdo con un peso asignado a cada variable. Los valores de ponderación global se muestran en la fórmula (2).

$$\text{Calificación del Bloque} = \text{Recurso Prospectivo (50\%)} + \text{Volumen Extracción (20\%)} + \text{Información G\&G (20\%)} + \text{Instalaciones (10\%)} \quad (2)$$

De acuerdo con esta propuesta de ponderación global, se otorgó un peso del 50% al volumen de recurso prospectivo por tipo de hidrocarburo, 20% al VOR por tipo de hidrocarburo de los campos contenidos en los bloques, 20% a la información sísmica 3D y 2D en fracción de cobertura por bloque y la existencia de pozos exploratorios, y 10% al indicador de proximidad de cada bloque con las instalaciones existentes para el transporte y distribución de hidrocarburos.

Con base en los indicadores ponderados para la jerarquización de áreas, se clasificaron los bloques en áreas terrestres convencionales considerando un puntaje del 0 a 1 de acuerdo con la

categorización mencionada anteriormente. Esta clasificación se separó por principal 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).

Adicionalmente, como parte del análisis realizado se 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, considerando como un criterio cualitativo que la envolvente de pozos asociada a los campos se encuentre dentro de los bloques del Plan Quinquenal.

II.7 Resultados, selección en áreas terrestres convencionales.

De acuerdo con la metodología propuesta en el apartado anterior, el puntaje calculado para cada área de los sectores en convencionales en tierra se muestra en el mapa de la Figura 10 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.

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 11). Esta selección de áreas abarca 22 bloques para el sector Sabinas-Burgos, 8 bloques para Tampico-Misantla, 14 bloques en Veracruz y 12 bloques en Cuencas del Sureste-Chiapas, dando un total de 56 áreas seleccionadas en áreas terrestre convencional (Tabla 8).

Esta selección de áreas corresponde con el 55% del número total de bloques del Plan Quinquenal, el 56% de la superficie total del Plan Quinquenal y el 72% del recurso prospectivo estimado total del Plan Quinquenal en áreas terrestre convencional.

Tabla 8. Características de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal en cada sector, para la conformación de la Ronda 3.1 en áreas terrestres convencional.

Sector	Numero de Bloques	Superficie (km2)	Tamaño promedio de Bloque (km2)	Recurso Prospectivo (mmbpce)	Numero de Campos	Suma de VOR Aceite mmb	Suma de VOR Gas mmpc
Cuencas del Sureste-Chiapas	12	2,451.04	204.25	137.37	2	0	5.71
Sabinas-Burgos	22	4,762.93	216.5	119.98	7	0	9.09
Tampico-Misantla	8	1,473.93	184.24	5.6	3	7.79*	3.84*
Veracruz	14	2,886.34	206.17	89.44	2	0.26	160.27
Total	56	11,574.25	202.79	352.39	14	8.05	178.91

*Sin datos del campo Zapotal

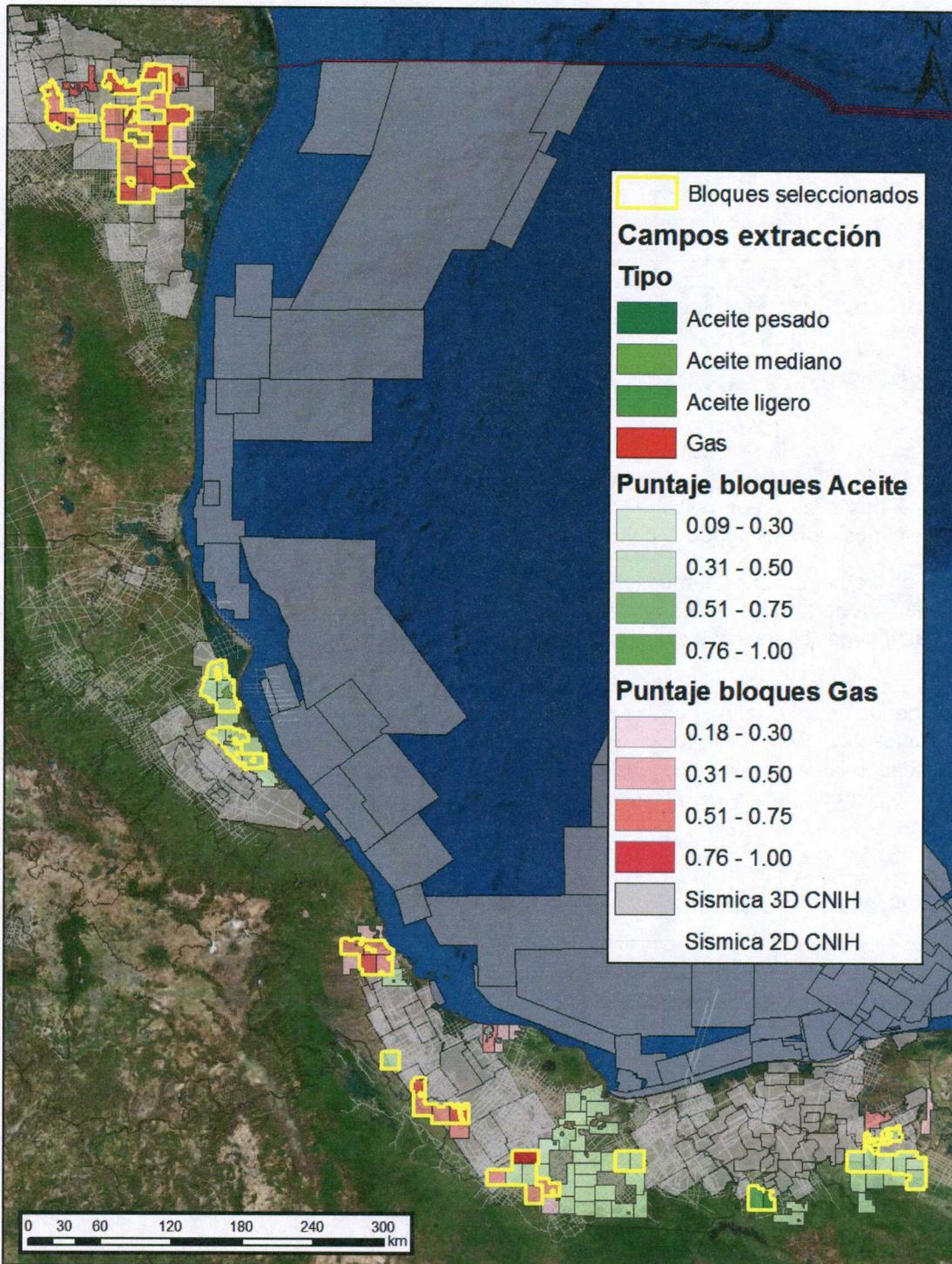


Figura 11. Mapa que muestra el puntaje calculado para cada área de los sectores en áreas terrestres convencional; este puntaje está separado por bloques de acuerdo con el tipo de hidrocarburo esperado en aceite (áreas verdes) y gas (áreas rojas) dónde los colores más intensos indican las áreas con el mayor puntaje, respectivamente. Las zonas rodeadas en color amarillo corresponden con los bloques seleccionados para cada sector.

La Tabla 9 muestra los campos considerados en cada sector por bloque para las áreas seleccionadas y los volúmenes asociados de aceite y gas.

Tabla 9. Detalle de los campos considerados por bloque, correspondiente a los bloques seleccionados en cada sector.

Sector	Bloque	VOR por Tipo de Hidrocarburo		Campos
		Aceite (mmb)	Gas (mmpc)	
Sabinas-Burgos	TC-SB-03	0	7.04	Santander, Blanquita, Indígena, Agua Blanca, Azabache
	TC-SB-06	0	0.37	Salitrillo
	TC-SB-09	0	1.68	Algodonero
Tampico-Misantla	TC-TM-03	7.39	3.76	Tamiahua
	TC-TM-07	0.41	0.09	Frijolillo
	TC-TM-08	0	0	Zapotal (Sin Datos)
Veracruz	TC-V-02	0.26	0.04	Remudadero
	TC-V-12	0	160.23	Nopaltepec
Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-29	0	5.71	Jimbal, Macuspana
Total		8.05	178.91	14 campos

De manera general, la selección de áreas en áreas terrestre convencional 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.

Uno de los elementos considerados por la Comisión para la selección de áreas contractuales, es el promover la generación de polos de desarrollo exploratorio entorno a las áreas ya adjudicadas y por adjudicar, y la posible planeación de economías de escala a partir de la infraestructura existente.

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 3.1. Las gráficas de la Figura 12 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.

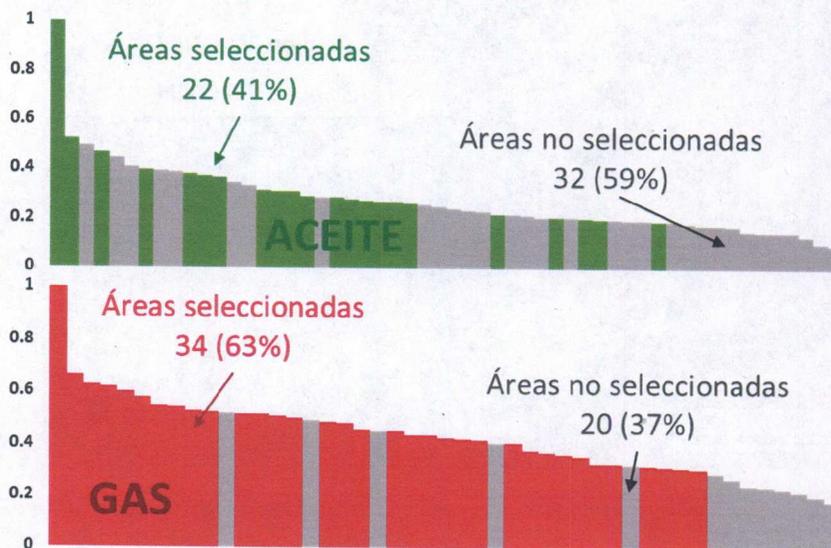


Figura 12. Gráficas que muestran la distribución de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal de acuerdo con su prospectiva de tipo de hidrocarburo y de acuerdo con el puntaje del 0 a 1 para cada bloque según la jerarquización propuesta. Esta selección 22 áreas prospectivas por aceite y 34 prospectivas por gas en áreas terrestres convencionales, constituye una muestra representativa del total de bloques presentes en el Plan Quinquenal.

El mapa de la Figura 13 muestra la información disponible para la evaluación de los bloques seleccionados por parte de los potenciales licitantes, conformada por la información existente a la fecha en el CNIH de la Comisión y los estudios ARES con adquisición y sin adquisición de datos vigentes a la fecha, de los cuales algunos ya se encuentran en desarrollo y otros están por iniciar.

La información disponible consiste de sísmica 2D y 3D, información de pozos exploratorios y diferentes polígonos que representan la extensión superficial de las actividades de reproceso de sísmica 2D y 3D de la información previamente existente.

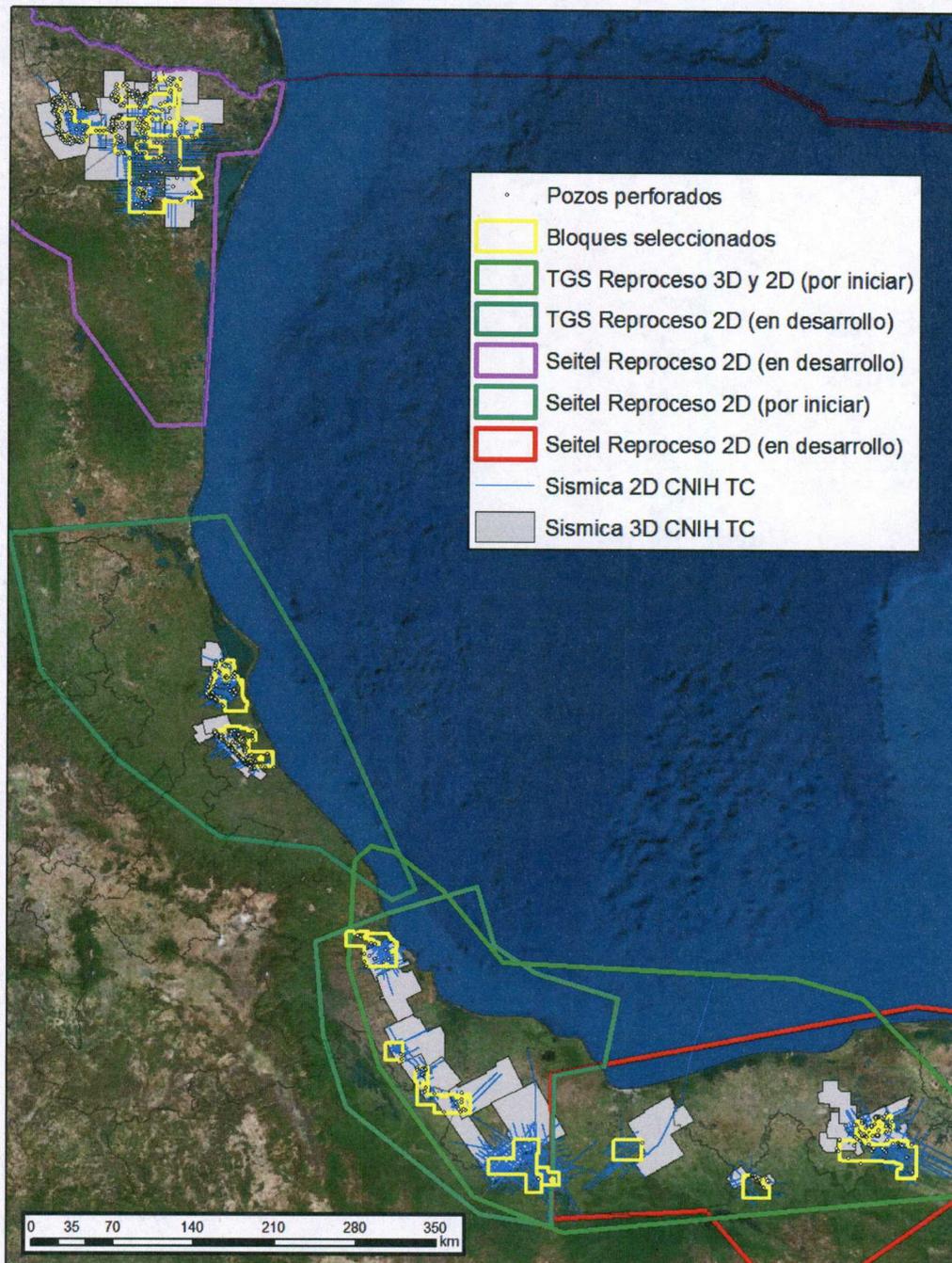


Figura 13. Mapa que muestra de manera general el volumen de información exploratoria disponible entorno a los sectores seleccionados áreas terrestres convencionales. La cual incluye además de la información disponible en el CNIH, varios proyectos de reproceso de información existente en el marco de las ARES.

Finalmente, en mapa de la Figura 14 muestra el detalle de la distribución de la infraestructura existente entorno al conjunto de bloques seleccionados.

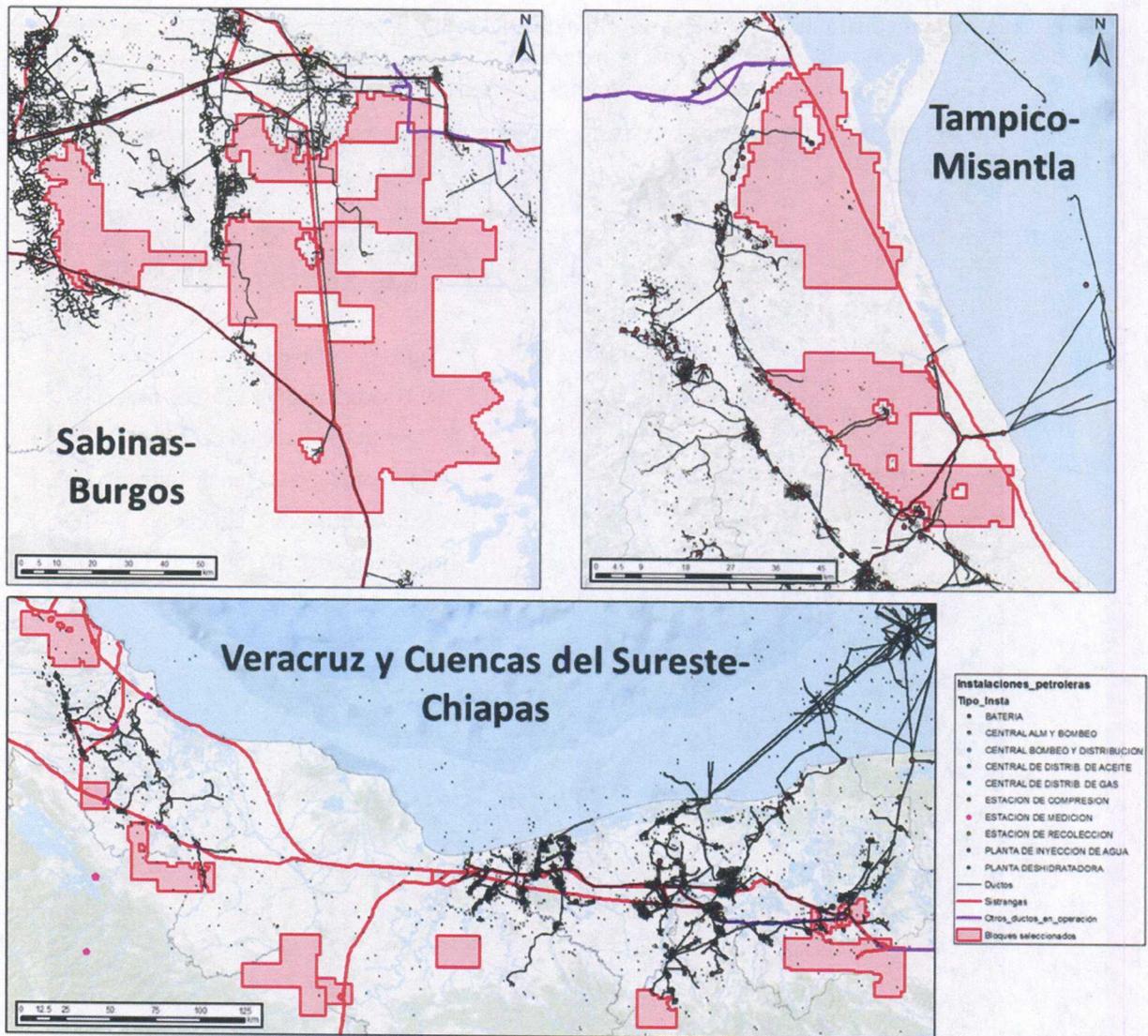


Figura 14. Mapa que muestra de manera general la distribución de la infraestructura para el manejo y transporte de hidrocarburos existente entorno al conjunto de bloques seleccionados.

II.8 Propuesta de unión de bloques en áreas terrestres convencionales

Con base en la factibilidad de unión de bloques que la Sener estableció en su solicitud de asistencia técnica y la selección de áreas en áreas terrestres convencional de acuerdo a los indicadores propuestos, se realizó un análisis para proponer una unión de bloques en función del volumen de recursos, del tipo de hidrocarburo esperado, el VOR de campos y la disponibilidad de información geológica y geofísica, especialmente de sísmica 3D.

En varios casos, se detectó que la combinación entre el volumen de recursos prospectivos en combinación con el tipo de hidrocarburo, la carencia de información sísmica 3D para la evaluación de los bloques y una lejanía con la infraestructura existente puede reducir la posibilidad de adjudicar áreas de exploración en tierra.

Adicionalmente, una de las causas por la cual existen estimaciones de recursos prospectivos bajos en ciertas áreas, es la carencia de la información necesaria para la documentación de prospectos

exploratorios que sumen a la cuantificación del potencial, razón por la cual el aumentar la superficie de exploración en este tipo de zonas ayudaría por un lado a incentivar la adquisición de nueva información y mejora de la existente, y por otro a aminorar el riesgo exploratorio.

Con base en el análisis antes mencionado, se propone la unión de 6 bloques en el sector Sabinas-Burgos, el cual es prospectivo principalmente por gas, 8 en Tampico-Misantla, 10 en Veracruz y 8 en Cuencas del Sureste-Chiapas. De igual manera al análisis realizado en aguas someras, 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 terrestres convencionales.

Esta propuesta de unión de áreas no altera la superficie total ni el volumen prospectivo total netos de las áreas seleccionadas. La propuesta de selección de áreas consistiría entonces de 19 bloques en Sabinas-Burgos con una superficie promedio de 251 km² por bloque, 4 bloques en Tampico-Misantla con una superficie promedio de 368 km² por bloque, 10 bloques en Veracruz con una superficie promedio de 308 km² por bloque y 7 bloques en las Cuencas del Sureste-Chiapas con una superficie promedio de 322 km² por bloque; para un total de 53 áreas seleccionadas en aguas someras con la propuesta de unión de bloques (Tabla 10, Figura 15).

Tabla 10. Resumen de los bloques seleccionados en áreas terrestres convencional, para formar parte de la primera convocatoria de la Ronda Tres, en negritas se marca el número y tamaño promedio de los bloques de acuerdo con la propuesta de unión de bloques.

Sector	Numero de Bloques	Superficie (km2)	Tamaño promedio de Bloque (km2)	Recurso Prospectivo (mmbpce)	Numero de Campos	VOR Aceite (mmb)	VOR Gas (mmmpc)
Cuencas del Sureste-Chiapas	12 / 7	2,451.0	204.25 / 322.3	137.37	2	0	5.71
Sabinas-Burgos	22 / 19	4,762.9	216.50 / 250.6	119.98	7	0	9.09
Tampico-Misantla	8 / 4	1,473.9	184.24 / 368.5	5.6	3	7.79*	3.84*
Veracruz	14 / 10	2,886.3	206.1 / 308.1	89.44	2	0.26	160.27
Total	56 / 40	11,574.3	202.79 / 289.3	352.39	14	8.05	178.91

* Sin datos del campo Zapotal

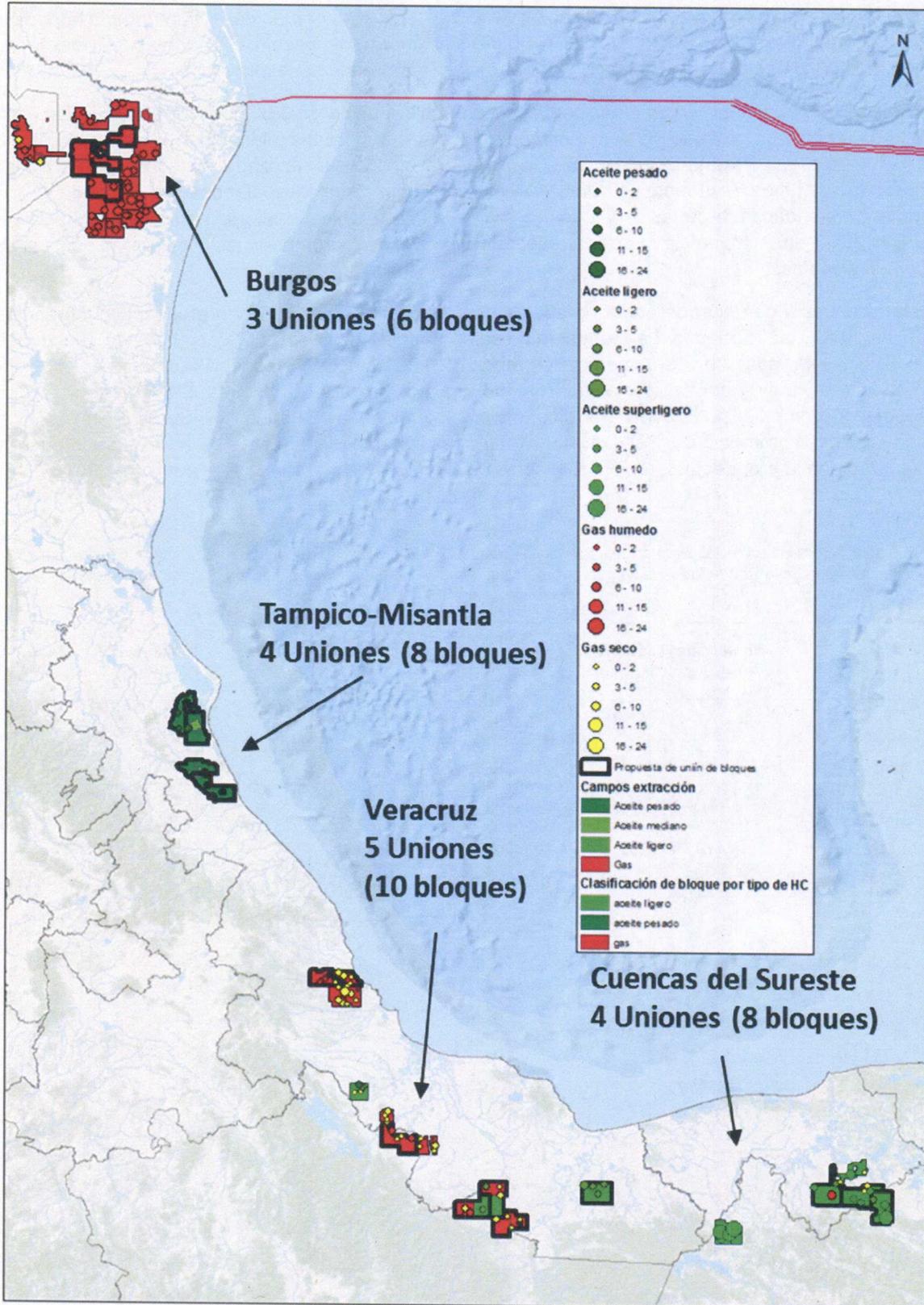


Figura 15. Mapa que muestran la categorización de las áreas seleccionadas de acuerdo al tipo de hidrocarburo esperado y propuesta de unión de bloques con base en el análisis del volumen de recursos, del tipo de hidrocarburo esperado, el VOR de campos y la disponibilidad de información geológica y geofísica, especialmente de sísmica 3D.

II.9 Consideraciones sobre los campos en posesión del Estado en áreas terrestres convencionales

Como parte de las áreas del Plan Quinquenal en áreas terrestres convencional enviadas por la Sener para la selección de áreas, se incluyeron bloques pequeños (de 1.6 a 57 km²) correspondientes a las envolventes de los campos en posesión del Estado que se encuentran contenidas dentro de asignaciones vigentes de exploración otorgadas a Pemex en Ronda Cero.

Estos bloques ubicados en los sectores de Cuencas del Sureste-Chiapas y Veracruz, no formaron parte del análisis de selección bloques porque no cumplen con el criterio mínimo de superficie por bloque y no es posible asignar columna geológica completa en estas áreas. En este sentido, se identificaron 47 campos en posesión del Estado con volúmenes descubiertos de aceite y gas, indicados en el mapa de la Figura 16.

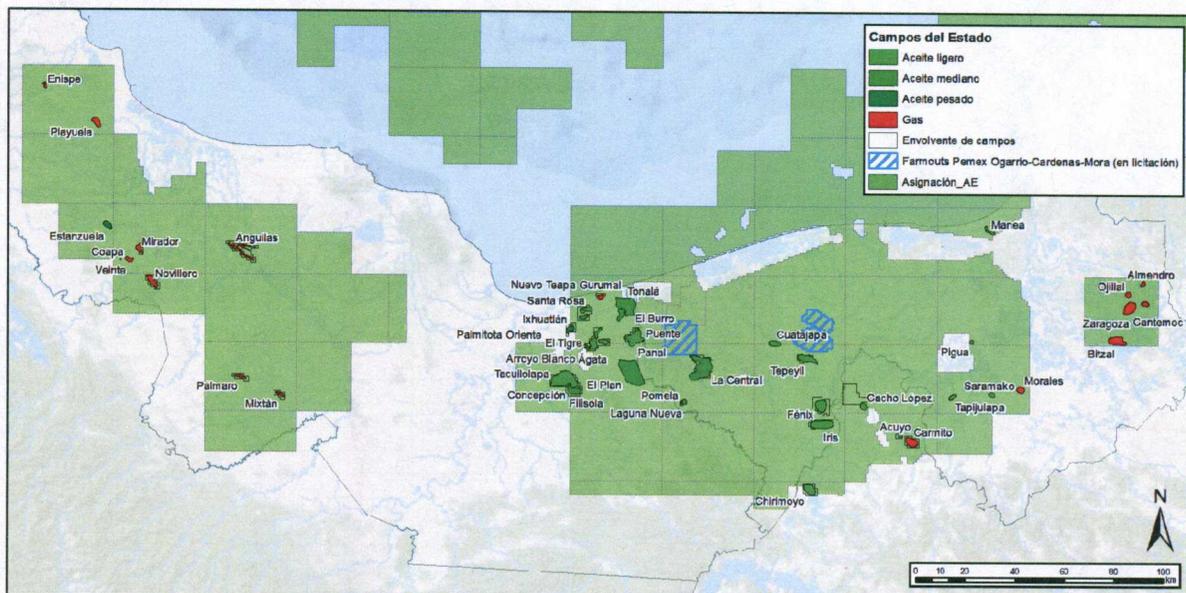


Figura 16. Campos con volúmenes descubiertos en posesión del Estado, identificados en áreas terrestres convencional dentro de asignaciones vigentes de exploración otorgadas a Pemex en Ronda Cero.

De acuerdo con la información disponible y la base de datos de reservas al 1 de enero de 2016, estos campos representan un volumen de 577 mmb de aceite y 1,129 mmpc de gas; recurso en posesión del Estado que de ser licitado y adjudicado, permitiría acelerar la incorporación de producción a la plataforma nacional.

Como se mencionó en el apartado de análisis de aguas someras y de acuerdo con el elemento Quinto de los Títulos de Asignación que amparan las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos para las 21 asignaciones de Pemex que abarcan a los campos en posesión del Estado, el periodo inicial de exploración próximo a vencer y el periodo adicional de exploración de hasta dos años, está sujeto al cumplimiento del CMT establecido en los títulos para el periodo inicial de exploración.

En este sentido y de acuerdo con el avance reportado a la fecha sobre el cumplimiento del CMT estas asignaciones de Pemex en tierra, existen 19 asignaciones donde no se ha cumplido el CMT que incluyen 35 campos con recursos descubiertos en posesión del Estado. Estos 35 campos representan un volumen de 350 mmb de aceite y 1,027 mmpc de gas que podrían ser incorporados a la Primera Convocatoria de la Ronda Tres en áreas terrestres convencional, junto con un área

adicional de exploración (clústeres de exploración-extracción) que cumplan con los elementos y criterios establecidos por la Sener.

La incorporación de volúmenes descubiertos y áreas adicionales de exploración dependerá de la acreditación del CMT que eventualmente Pemex presente para estas asignaciones y lo que en su momento resuelva al respecto la Sener, con la opinión de la Comisión. El detalle del estado de cumplimiento del CMT de las asignaciones donde se encuentran los campos en posesión del Estado antes referidos, se indican en la Tabla 11.

Tabla 11. Resumen del estado de cumplimiento a la fecha del CMT de las asignaciones vigentes de Pemex en tierra, donde se identificaron campos con volúmenes descubiertos en posesión del Estado, indicando los campos contenidos en cada Asignación y los volúmenes descubiertos asociados.

Nombre de la Asignación	% Cumplimiento TOTAL por Asignación	Estado de cumplimiento del CMT	Campo	VOR Aceite (mmb)	VOR Gas (mmpc)	Volúmenes por estado de cumplimiento del CMT	
						VOR Aceite (mmb)	VOR Gas (mmpc)
AE-0042-2M - Agua Dulce - 01	100	Cumplimiento CMT Total	Palmitota Oriente	0.6	0.3	227.0 (39%)	108.3 (10%)
			Arroyo Blanco	15.3	13.4		
			Puente	5.0	2.3		
			Nuevo Teapa	3.1	0.2		
			El Tigre	0.3	0.2		
			El Burro	73.1	13.5		
			Gurumal	0.0	1.0		
			Ixhuatlán	23.6	1.4		
			Tonalá	90.0	49.4		
Santa Rosa	5.1	0.9					
Panal	6.2	12.9					
AE-0059-M - Mezcalapa - 09	100	Cumplimiento CMT Total	Manea	4.7	12.8		
AE-0028-M - Cotaxtla - 01	63	No Cumple CMT	Estanzuela	0.0	0.0	350.5 (61%)	1,020.7 (99%)
AE-0029 - Cotaxtla - 02	33	No Cumple CMT	Novillero	0.0	13.7		
AE-0031-M - Joachín - 01	54	No Cumple CMT	Enispe	0.0	1.7		
			Playuela	0.0	45.1		
AE-0034-M - Joachín - 04	50	No Cumple CMT	Veinte	0.0	3.4		
			Coapa	0.0	2.9		
			Mirador	0.0	6.0		
AE-0035-M - Joachín - 05	37	No Cumple CMT	Anguilas	0.0	6.0		
AE-0039-M - Tesechoacán - 01	39	No Cumple CMT	Mixtán	0.0	21.1		
			Pálmara	0.0	28.7		
AE-0044-2M - Agua Dulce - 03	76	No Cumple CMT	Tacuilolapa	17.1	14.3		
			El Plan	S/D	S/D		
			Ágata	17.8	27.0		
AE-0045-2M - Agua Dulce - 04	98	No Cumple CMT	Filisola	35.4	1.7		
			Laguna Nueva	0.0	1.0		
AE-0048-2M - Almagres - 01	76	No Cumple CMT	Pomela	0.0	0.2		
			La Central	6.0	16.3		
AE-0052-M - Mezcalapa - 02	80	No Cumple CMT	Concepción	36.3	53.2		
AE-0053-M - Mezcalapa - 03	50	No Cumple CMT	Cuatajapa	0.7	2.1		
			Tepeyil	146.5	233.1		
AE-0054-M - Mezcalapa - 04	32	No Cumple CMT	Fénix	42.6	115.3		
			Iris	15.2	58.3		
AE-0057-2M - Mezcalapa - 07	81	No Cumple CMT	Cacho López	6.9	37.4		
AE-0058-M - Mezcalapa - 08	91	No Cumple CMT	Acuyo	1.3	50.3		
			Carmito	0.0	0.0		
AE-0060-M - Mezcalapa - 10	49	No Cumple CMT	Pigua	1.4	1.4		
AE-0061-M - Mezcalapa - 11	62	No Cumple CMT	Saramako	6.2	28.4		
			Tapijulapa	0.5	23.3		
			Morales	0.0	3.2		
AE-0063-M - Grijalva - 01	92	No Cumple CMT	Chirimoyo	16.5	145.0		
AE-0064 - Usumacinta - 01	94	No Cumple CMT	Bitzal	0.0	13.9		
AE-0065 - Usumacinta - 02	43	No Cumple CMT	Cantemoc	0.0	38.7		
			Ojillal	0.0	3.8		
			Zaragoza	0.0	5.3		
			Almendo	0.0	18.9		

Con base en lo anterior, se recomienda a la Sener incorporar al Plan Quinquenal y a la Primera Convocatoria de la Ronda Tres las áreas que eventualmente sean revertidas al Estado, derivado del cumplimiento del plazo para el primer periodo de exploración, especialmente aquellas áreas que

incluyen recursos descubiertos para la extracción. Asimismo, se recomienda la inclusión al Plan Quinquenal y a la Primera Convocatoria de la Ronda Tres las áreas que no resulten adjudicadas durante el proceso de la Segunda y Tercera Licitaciones de la Ronda Dos actualmente en proceso de licitación.

III. Resultados

Derivado del análisis realizado a las áreas del Plan Quinquenal en las categorías de aguas someras y terrestres 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, se privilegiaron los recursos de acuerdo al tipo de hidrocarburo, la conformación de clústeres de exploración-extracción incluyendo recursos descubiertos 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 que se considera manejable, tomando en cuenta el periodo de evaluación considerado para el análisis.

Para el caso de las áreas seleccionadas en aguas someras, 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 someras.

En áreas terrestres convencionales, se propone una unión de bloques en función de la combinación entre el volumen de recursos prospectivos, tipo de hidrocarburo, la carencia de información sísmica 3D para la evaluación de los bloques y una lejanía con la infraestructura existente puede reducir la posibilidad de adjudicar áreas de exploración en tierra y al mismo tiempo, buscando incentivar la adquisición de nueva información y mejora de la existente con bloques de mayor superficie en las áreas identificadas como de mayor riesgo.

La propuesta de selección de áreas para la conformación de la Ronda 3.1 en las categorías de aguas someras y áreas terrestres convencionales se muestra en el mapa de la Figura 17, indicando las respectivas propuestas de unión de bloques.

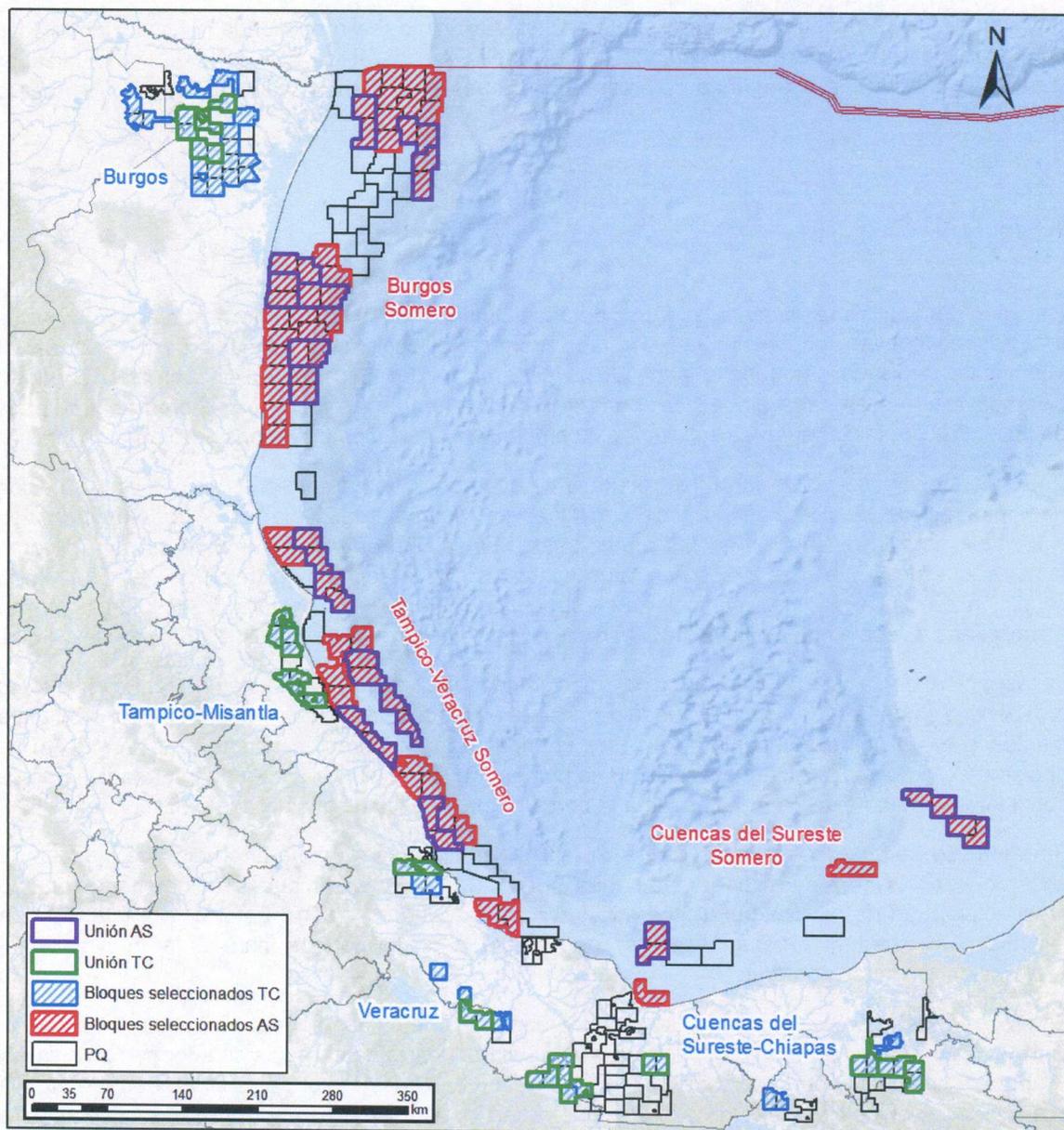


Figura 18. Mapa que muestran la propuesta de selección de áreas contractuales para la conformación de la Ronda 3.1 en las categorías de aguas someras y áreas terrestres convencionales, indicando las respectivas propuestas de unión de bloques.

Las características de la propuesta de selección de áreas para la conformación de la Ronda 3.1 en las categoría de aguas someras y terrestres no convencional se muestra en la Tabla 12, los números en **negrita** en las columnas de número de bloques y tamaño promedio de bloques corresponden con los respectivos escenarios de unión de bloques propuestos.

Tabla 12. Características de las áreas seleccionadas a partir del Plan Quinquenal en cada categoría y sector para la conformación de la Ronda 3.1. Los números en **negrita** en las columnas de número de bloques y tamaño promedio de bloques corresponden con los respectivos escenarios de unión de bloques propuestos.

Categoría	Sector	Numero de Bloques	Superficie (km2)	Tamaño Promedio de Bloque (km2)	Recurso Prospectivo (mmbpce)	Numero de Campos	VOR aceite (mmb)	VOR gas (mmpc)
Aguas Someras	Burgos Somero	37 / 29	14,804.50	400.1 / 510.5	1,026.55	0		
	Cuencas del Sureste Somero	8 / 5	3,204.00	400.5 / 640.8	124.04	3	73.6*	113.1*
	Tampico-Misantla-Veracruz	25 / 19	10,056.10	402.2 / 529.3	787.29	0		
	Total	70 / 53	28,064.60	401.0 / 560.2	1,937.89	3	73.6+	113.1+
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	12 / 7	2,451.00	204.25 / 322.3	137.37	2	0	5.71
	Sabinas-Burgos	22 / 19	4,762.90	216.50 / 250.6	119.98	7	0	9.09
	Tampico-Misantla	8 / 4	1,473.90	184.24 / 368.5	5.6	3	7.79*	3.84*
	Veracruz	14 / 10	2,886.30	206.1 / 308.1	89.44	2	0.26	160.27
	Total	56 / 40	11,574.30	202.79 / 289.3	352.39	14	8.05	178.91

+Sin datos del campo Tunich / * Sin datos del campo Zapotal

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.

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, podrán ser incorporadas en 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 poco exploradas con alto potencial y poca infraestructura.

Algunas de las áreas seleccionadas por la Comisión para la conformación de la R3.1 derivadas del análisis realizado, corresponden con áreas que han tenido poco desarrollo exploratorio, por lo tanto pueden catalogarse como de alto riesgo y requieren de inversión en información e infraestructura 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 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 acelerar la incorporación de producción plasmado por la Sener en su solicitud, la selección de áreas propuesta si bien incorpora una proporción de recurso remanente en las áreas marinas y terrestres, 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.

Como se mencionó anteriormente en apartados específicos de este documento, se identificaron un número importante de campos en posesión del Estado con volúmenes descubiertos de aceite y gas contenidos dentro de asignaciones vigentes de exploración otorgadas a Pemex en Ronda Cero; recurso en posesión del Estado que de ser licitado y adjudicado, permitiría acelerar la incorporación de producción a la plataforma nacional.

De acuerdo con el elemento Quinto de los Títulos de Asignación que amparan las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos para las asignaciones de Pemex que abarcan a los campos en posesión del Estado, cuyo periodo inicial de exploración está próximo a vencer y el periodo adicional de exploración de hasta dos años a partir de la fecha de vencimiento, está sujeto al cumplimiento del CMT establecido en los títulos para el periodo inicial de exploración.

En este sentido y de acuerdo con el avance reportado a la fecha sobre el cumplimiento del CMT, en la mayoría de las asignaciones que abarcan los campos en posesión del Estado no se ha cumplido con el CMT, y derivado de lo que en su momento resuelva al respecto la Sener con la opinión de la Comisión sobre estas asignaciones, sería factible incorporar superficie para exploración y volúmenes descubiertos al Plan Quinquenal.

Considerando que una parte de los recursos prospectivos y volúmenes descubiertos se encuentran en áreas terrestres 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.