



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asistencia Técnica para la integración
de áreas contractuales en zonas
terrestres, de la 3^a convocatoria de la
Ronda Dos

Septiembre, 2016

Contenido

CONTENIDO	1
I. ANTECEDENTES	2
II. ANÁLISIS	3
II.1 Propuesta de áreas de exploración-extracción enviada por Sener	3
II.2 Análisis y evaluación de la propuesta de clústeres de exploración-extracción	5
II.2.1 Provincia de la Cuenca de Burgos	5
II.2.2 Provincia de la Cuenca de Tampico-Misantla	14
II.2.3 Provincia de la Cuenca de Veracruz.....	17
II.2.4 Provincia de las Cuencas del Sureste	19
III. RESULTADOS	22
III.1 Consideraciones de la propuesta de áreas con respecto al Plan Quinquenal de Licitaciones.....	31
III.2 Propuesta de áreas de la Comisión para la R2.3	31
III.3 Recomendaciones	34

I. Antecedentes

Mediante oficio 521.DGEEH.332/16 del 27 de junio de 2016, recibido en la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) el 01 de julio del mismo año, la Secretaría de Energía (Sener) solicitó asistencia técnica respecto de la propuesta de integración de áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos, a ser incorporadas en la 3ª convocatoria de la Ronda Dos en áreas terrestres.

Para ello, se anexó una propuesta de áreas contractuales o clústeres consolidada por la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (DGEEH) de Sener; propuesta derivada de la colaboración con el personal técnico de la Comisión. De acuerdo con lo manifestado por la DGEEH, la propuesta de integración de áreas contractuales enviada a esta Comisión, privilegia el balance entre el valor esperado de los hidrocarburos y el riesgo asociado a su desarrollo, de forma que se vea incrementada la plataforma de producción de crudo y gas natural del país.

Adicionalmente, la propuesta inicial enviada a la Comisión, de antemano cumple con criterios de dar preferencia a incluir asignaciones tipo AR, campos petroleros, recursos prospectivos de hidrocarburos cercanos, clústeres cercanos a infraestructura petrolera, tamaños de áreas menores a 200 km² y no estar contenidas en áreas con condiciones sociales adversas que dificulten su próxima licitación, localidades urbanas, áreas naturales protegidas, manglares, ni sitios RAMSAR.

Como parte de los requerimientos de la asistencia técnica, la Sener solicita que la Comisión formule una propuesta de áreas de acuerdo con los siguientes criterios:

- Áreas con columna geológica completa.
- Evitar zonas de recursos no convencionales a una profundidad menor a 4,000 m.
- Zonas dónde el hidrocarburo sea preferentemente aceite, y
- Áreas no mayores a 200 km².

A fin de cumplir con lo dispuesto por los artículos 29, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos y con la solicitud realizada por Sener, la Comisión revisó y analizó la información que se tiene disponible de las áreas propuestas, atendiendo en la manera de lo posible los criterios establecidos.

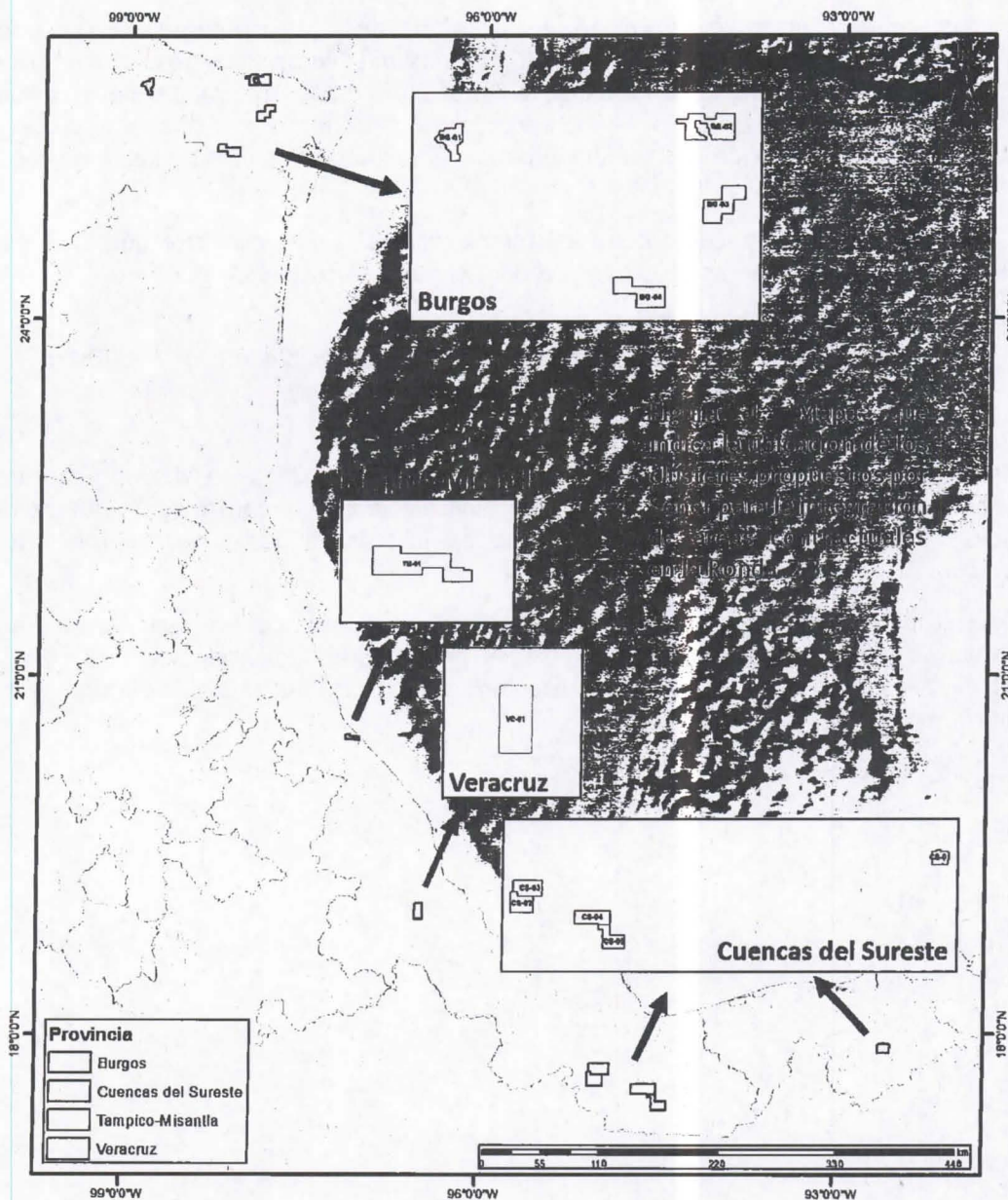
Como parte de los criterios considerados por la Comisión para la conformación de las áreas propuestas, se revisaron los valores de recursos prospectivos documentados, el contexto espacial de los campos de extracción contenidos en dichas áreas y su volumen original remanente.

II. Análisis

II.1 Propuesta de áreas de exploración-extracción enviada por Sener

La propuesta inicial enviada por Sener de áreas o clústeres de exploración-extracción correspondientes a zonas terrestres, para la selección de áreas que podrían integrar la tercera convocatoria de la Ronda 2, consiste en 11 bloques en total de exploración-extracción, repartidos en 4 áreas en la Provincia de la Cuenca de Burgos, 1 área en la Provincia de Tampico-Misantla, 1 área en la Provincia de la Cuenca de Veracruz y 5 áreas en la Provincia de las Cuencas del Sureste.

La ubicación de los bloques propuestos por Sener se muestra en el mapa de la Figura 1, y el detalle de la superficie, nombre del bloque y Provincia a la que pertenece se indica en la Tabla 1.



Esta propuesta de 11 áreas, está constituida por 7 clústeres de exploración-extracción que implican la existencia de al menos 2 campos descubiertos y 6 Asignaciones de Resguardo (AR); y 4 clústeres de exploración localizados en las Cuencas del Sureste, dónde aún no se han realizado descubrimientos de acumulaciones de hidrocarburos.

La Tabla 1 muestra la superficie, el número de campos, el volumen original remanente, número de las oportunidades exploratorias identificadas y el recurso prospectivo documentado de acuerdo a la información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias vigente a la fecha (BDOE IV, 2014).

El detalle de los campos contenidos en los clústeres de exploración-extracción, así como su volumen original, producción acumulada y volumen original remanente (volumen original-producción acumulada) de acuerdo con la base de reservas al 1 de enero de 2016, se indica en la Tabla 2.

Tabla 1. Detalle del nombre de clúster, superficie, Provincia y número de Asignaciones tipo AR consideradas por Sener para la definición de las áreas contractuales en la Ronda 2.3.

Provincia	Clúster	Tipo de Hidrocarburo	Superficie (km2)	Campos	AR	Volumen Original Remanente Aceite (MMb)	Volumen Original Remanente Gas (MMMpc)	Op. Exploratorias	RP Documentado Total (MMbpce)
Burgos	BG-01	Gas Seco	79.4	3	2	0.0	55.2	-	-
	BG-02	Gas Seco y Aceite	149.6	2	-	30.5	245.8	1	4.2
	BG-03	Gas Húmedo	130	4	-	0.0	9.7	1	5.4
	BG-04	Gas Húmedo	130.3	2	-	0.0	2.8	5	17.1
Tampico-Misantla	TM-01	Aceite	32.3	3	2	39.8	95.0	-	-
Veracruz	VC-01	Aceite	103.1	3	-	5.0	1.5	2	1.4
Cuencas del Sureste	CS-01	Aceite, Gas y Condensado	85.41	2	2	71.0	114.9	4	17.5
	CS-02	Aceite y Gas	155.7	0	0	0.0	0.0	5	19.4
	CS-03	Aceite	171.9	0	0	0.0	0.0	7	21.7
	CS-04	Aceite	190.1	0	0	0.0	0.0	6	31.7
	CS-05	Aceite	146.2	0	0	0.0	0.0	6	42.3
Total general		11 áreas	1374.01	18	6	146.4	525.0	37	160.7

Considerando que derivado de los trabajos previos entre servidores públicos de la Sener y la Comisión, la propuesta actual de antemano cumple con criterios de dar preferencia a incluir asignaciones tipo AR, campos petroleros, recursos prospectivos de hidrocarburos cercanos, clústeres cercanos a infraestructura petrolera, tamaños de áreas menores a 200 km² y no estar contenidas en áreas con condiciones sociales adversas que dificulten su próxima licitación, localidades urbanas, áreas naturales protegidas, manglares, ni sitios RAMSAR.

A partir de la propuesta enviada por Sener, se realizó un análisis de la información disponible con la que cuenta la Comisión, para determinar dentro de los clústeres la posibilidad de que se cuente con la columna geológica completa, prospectividad de recursos no convencionales

potencialmente viables y otras consideraciones referentes a la presencia de yacimientos transfronterizos y la posible unificación de campos.

Tabla 2. Propuesta de clústeres enviada por Sener, indicando el detalle de los campos contenidos en los clústeres de exploración-extracción; así como el desglose del volumen original remanente de acuerdo con la base de reservas al 1 de enero de 2016.

Cluster	Campo	Volumen original		Producción Acumulada		Volumen Original Remanente	
		Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)
BG-01	Carlos	0.0	67.4	0.0	25.3	0.0	42.1
	Llano Blanco	0.0	1.5	0.0	0.1	0.0	1.4
	Picadillo	0.0	45.8	0.0	34.1	0.0	11.6
	Total	0.0	114.7	0.0	59.5	0.0	55.2
BG-02	Francisco Cano	14.1	336.7	4.7	250.2	9.4	86.5
	Treviño	30.4	509.9	9.2	350.7	21.2	159.2
	Total	44.5	846.7	14.0	600.9	30.5	245.8
BG-03	Cruz	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	0.0
	Escobedo	0.0	14.2	0.0	5.1	0.0	9.2
	Níquel	0.0	0.5	0.0	0.4	0.0	0.1
	Palito Blanco	0.0	0.9	0.0	0.5	0.0	0.4
	Total	0.0	16.0	0.0	6.3	0.0	9.7
BG-04	Aquiles	0.0	3.4	0.0	1.1	0.0	2.3
	Nutria	0.0	2.0	0.0	1.5	0.0	0.5
	Total	0.0	5.4	0.0	2.6	0.0	2.8
TM-01	Miguel Hidalgo	38.1	96.5	8.5	8.1	29.6	88.4
	Gutierrez Zamora	2.6	2.5	1.0	0.6	1.6	1.8
	Vicente Guerrero	13.6	6.8	5.0	2.0	8.6	4.8
	Total	54.3	105.8	14.5	10.8	39.8	95.0
VC-01	Tres Higueras	3.1	1.6	0.7	0.2	2.3	1.4
	Plan de Oro	2.6	0.3	0.2	0.1	2.3	0.1
	Lagarto	0.4	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0
	Total	3.0	0.3	0.2	0.1	5.0	1.5
CS-01	Vernet	59.0	98.5	9.1	30.9	49.9	67.6
	Cafeto	22.7	59.6	1.6	12.3	21.1	47.3
	Total	81.6	158.1	10.6	43.2	71.0	114.9
TOTAL		183.4	1,247.0	39.3	723.4	146.4	525.0

Cabe mencionar que conforme la Comisión cuente con mayor información sísmica y de pozos relacionada con los clústeres propuestos, se estará en posibilidad de proponer ajustes adicionales a las áreas, previos a la versión final de las Bases de Licitación respectivas.

II.2 Análisis y evaluación de la propuesta de clústeres de exploración-extracción

II.2.1 Provincia de la Cuenca de Burgos

Considerando el contexto geoespacial de los clústeres propuestos en la Provincia de Burgos, éstos abarcan razonablemente la proyección superficial de los campos correspondientes, no presentan traslapes con Asignaciones de extracción (Asignaciones A) o de exploración otorgadas a Petróleos Mexicanos (Pemex) en el proceso de Ronda Cero, no se detectaron traslapes de los clústeres con áreas licitadas con anterioridad en la Ronda Uno, ni tampoco con

áreas urbanas. Por lo consiguiente, se está en posibilidad de que los clústeres cuenten con columna geológica completa (Figura 2).

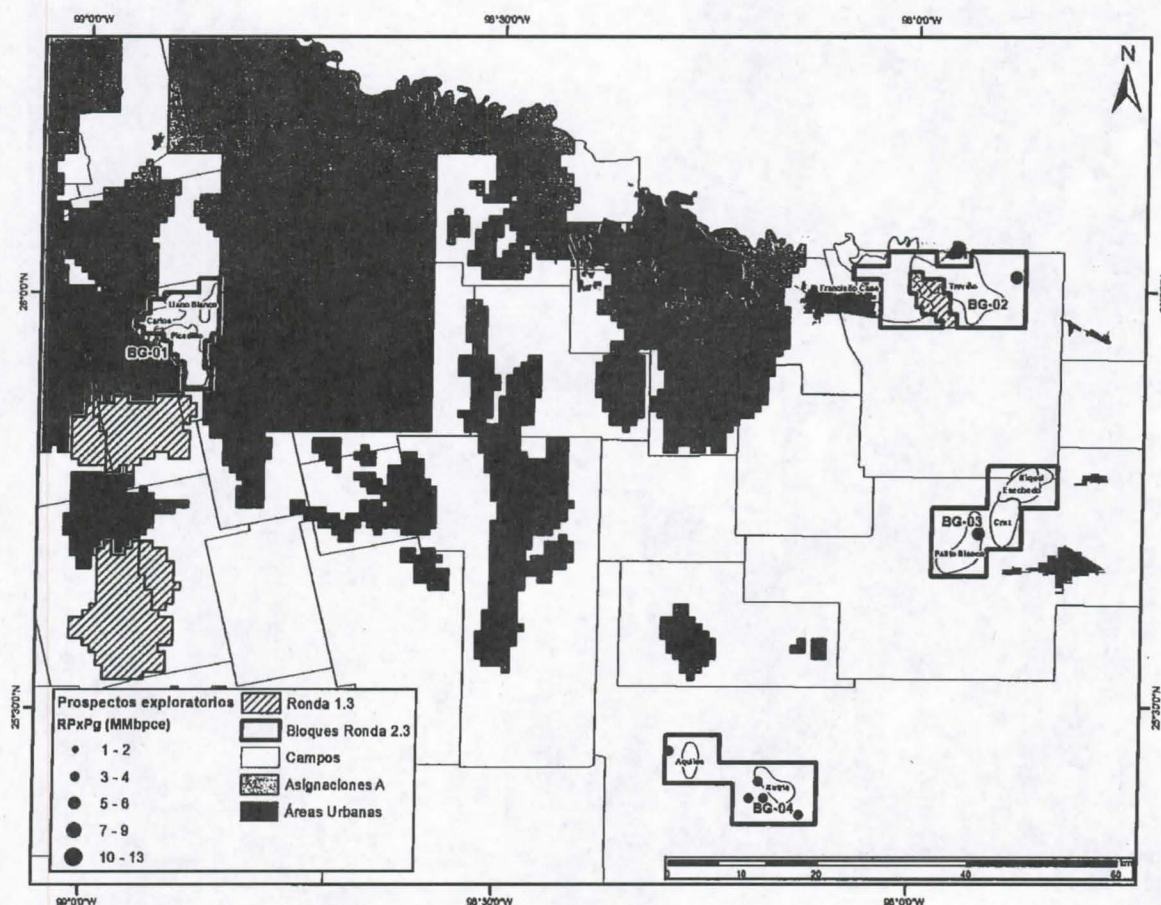


Figura 2. Mapa que muestra los clústeres propuestos en la Provincia de Burgos, los cuales no presentan empalmes con Asignaciones de Pemex, áreas licitadas anteriormente, ni con áreas urbanas.

Para el caso del clúster BG-01, se observa que las proyecciones superficiales de los campos Carlos, Llano Blanco y Picadillo traspasan los límites geográficos del área delimitada por el clúster; extendiéndose parcialmente hacia asignaciones de extracción de Pemex. En este contexto y de acuerdo con la información disponible, existen pozos asociados con los campos Carlos y Picadillo, localizados dentro de Asignaciones de Pemex (Figura 3).

De acuerdo con la información disponible, los pozos correspondientes al campo Carlos y Picadillo fuera del área del clúster BG-01, presentan la siguiente condición:

1. Carlos-3: a 60 m fuera del área contractual.
2. Carlos-4: a 500 m fuera del área contractual.
3. Picadillo-5: a 40 m fuera del área contractual.
4. Picadillo-112: a 190 m fuera del área contractual (con producción).
5. Picadillo-9: a 220 metros fuera del área contractual.
6. Picadillo-16: a 220 metros fuera del área contractual.
7. Picadillo-206: a 100 m fuera del área contractual (con producción).
8. Picadillo-104: a 30 m fuera del área contractual (con producción).
9. Picadillo-312: a 70 m fuera del área contractual.

[Firma manuscrita]

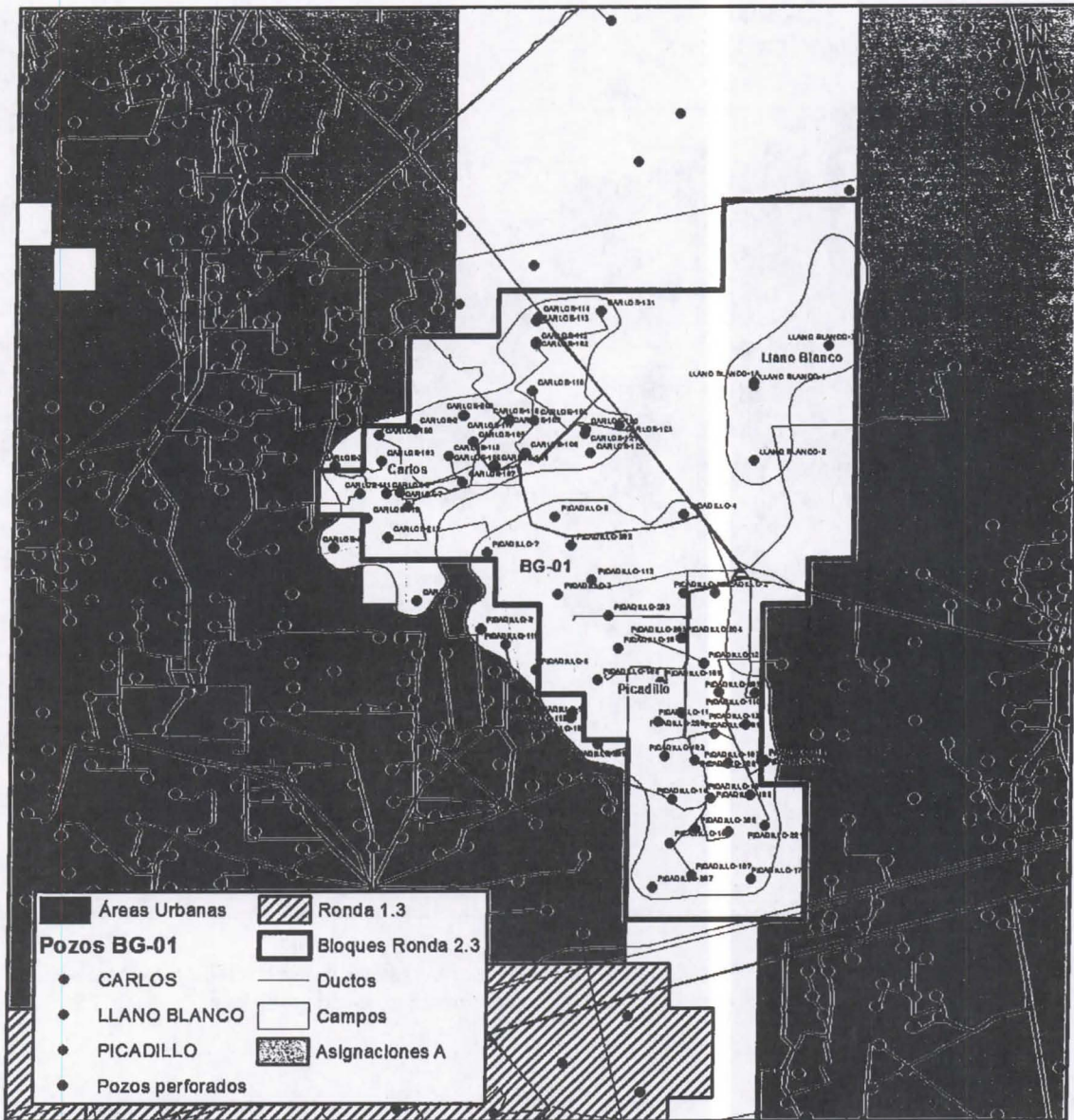


Figura 2. Mapa que muestra el detalle de la ubicación del clúster BG-01, la extensión superficial de los campos contenidos en el clúster, los pozos asociados a los campos y la infraestructura de producción existente (ductos).

En este sentido y considerando la geometría propuesta del clúster BG-01, el contexto de las asignaciones de extracción de Pemex, la proyección superficial de la extensión de los campos y la distribución de los pozos perforados en torno a dichos campos, existe la posibilidad de un eventual proceso de unificación para los campos Carlos y Picadillo.

Esta unificación, se daría en caso de comprobarse la extensión propuesta de los campos antes mencionados fuera de los límites del clúster y en dónde se compartan derechos sobre las mismas formaciones productoras; es decir, entre los niveles estratigráficos productores de los campos dentro del clúster BG-01 y las formaciones amparadas en los títulos de las asignaciones de Pemex.

Considerando una eventual unificación y con la intención de mejorar el potencial del bloque en términos del área de exploración y el volumen remanente para la extracción, se identificó la existencia del campo Carlota en posesión del Estado ubicado contiguamente al norte, que de

[Firma manuscrita]

incorporarse a este clúster, aumenta su atractividad en términos del volumen y área de exploración (Figura 3).

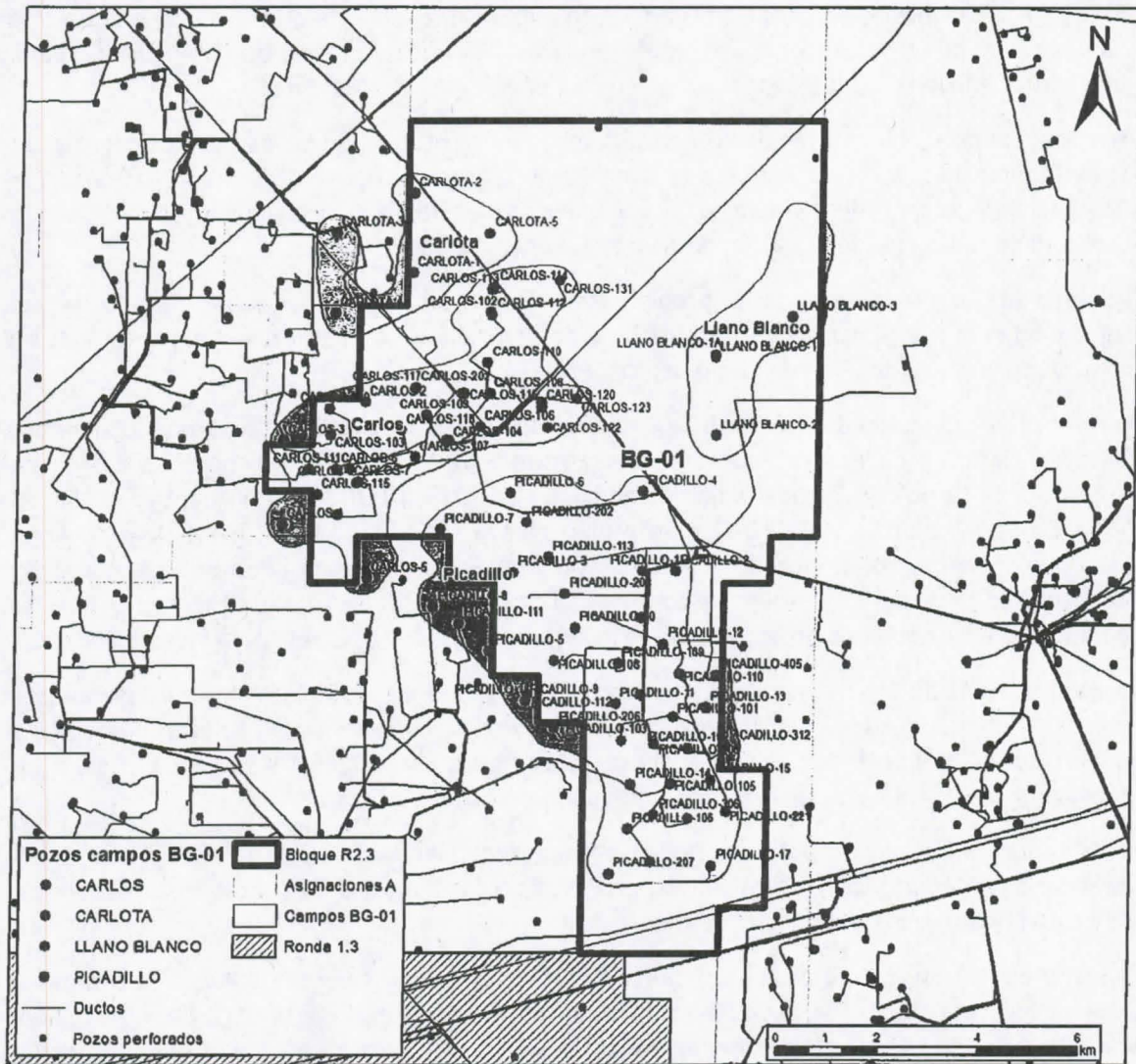


Figura 2. Mapa que muestra el detalle de la propuesta de modificación del clúster BG-01, considerando la inclusión del campo Carlota y aumentando la superficie de exploración, indicando la extensión superficial de los campos contenidos en el clúster modificado, los pozos asociados a los campos y la infraestructura de producción existente (ductos).

Esta modificación propuesta para el clúster BG-01 implica un aumento superficial de 79.4 km² a 99.25 km² y un aumento en el volumen original remanente de acuerdo con la Tabla 2.

Tabla 2. Detalle de los volúmenes para la extracción del clúster BG-01 con la propuesta de modificación, que contempla la inclusión del campo Carlota.

Clúster	Campo	Volumen original		Producción Acumulada		Volumen Original Remanente	
		Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)
BG-01	Carlos	0	67.4	0	25.3	0	42.1
	Llano Blanco	0	1.5	0	0.1	0	1.4
	Picadillo	0	45.8	0	34.1	0	11.6
	Carlota	0	3.22	0	1.57	0	1.65
	Total	0	117.92	0	61.07	0	56.75

Cabe mencionar que de los dos pozos fuera del clúster BG-01 correspondientes al Campo Carlota, uno se encuentra taponado y no se tiene información sobre la condición del segundo.

El Órgano de Gobierno de esta Comisión, recomienda expresamente que en caso de considerar campos para la extracción en clústeres de exploración-extracción, se propongan áreas a licitar que contengan la totalidad de los campos considerados dichos clústeres.

En consecuencia, en caso de que se identifique que existe extensión de los campos fuera de las áreas contractuales, hacia Asignaciones de Pemex, donde una eventual modificación de las Asignaciones se considere viable, las áreas contractuales bajo esta condición no se liciten en tanto no se realice la modificación de Asignaciones pertinente.

Lo anterior, en virtud de evitar la problemática de que un eventual licitante ganador se vea sujeto a tener que llevar a cabo un proceso de unificación con Pemex, respecto de áreas y campos para los cuales Pemex no presenta interés.

Para el caso específico del clúster BG-01 y a fin de que se incluya la totalidad de los campos Picadillo, Carlos y Carlota, es conveniente se promueva un proceso de modificación de las Asignaciones tipo A de Pemex aledañas al clúster BG-01 (A-0303-Campo Santa Rosalía, A-0366-Campo Viboritas, A-0223-Campo Mojarreñas y A-0111-Campo Cuervito). Esto en el entendido que los campos incluidos en el clúster no fueron solicitados por Pemex en Ronda Cero, confirmando su desinterés sobre la continuidad para el desarrollo de los mismos y que las modificaciones necesarias no impactan a los campos asociados a las Asignaciones de Pemex.

La modificación de las Asignaciones de Pemex para poder licitar la totalidad de los campos Picadillo, Carlos y Carlota, sin duda dará certidumbre a los potenciales licitantes sobre las propuestas económicas que eventualmente se den para este clúster y reduce el riesgo de unificación, sobre campos para los cuales Pemex no presenta interés.

Por lo tanto, el Órgano de Gobierno de la Comisión recomienda no incluir el clúster BG-01, en tanto no se realicen las modificaciones pertinentes a las Asignaciones de Pemex, dados los planteamientos mencionados anteriormente.

El clúster BG-02, localizado en la parte norte de la Provincia de la Cuenca de Burgos, contiguo a la zona fronteriza entre México y Estados Unidos, contiene los campos Francisco Cano y Treviño de acuerdo con la información proporcionada por Sener. Este clúster se encuentra rodeando al área contractual del campo Ricos de la R1.3, dónde el licitante ganador es la compañía mexicana Strata Campos Maduros S.A.P.I. de C.V.

En este clúster se observa que las proyecciones superficiales de los campos Francisco Cano y Treviño, traspasan los límites geográficos del área delimitada por el clúster; ambos extendiéndose parcialmente hacia el Bloque Ricos licitado en la R1.3. Asimismo, la geometría propuesta para el clúster BG-02, considera las áreas urbanas de las comunidades de Nuevo Progreso y Ciudad Río Bravo, en el Estado de Tamaulipas; de tal manera que las proyecciones superficiales de los campos Treviño y Francisco Cano, no se encuentran cubiertas por la superficie del clúster hacia la zona de dichas comunidades (Figura 3).

Adicionalmente, derivado de la extensión observada del campo Francisco Cano, la situación de los pozos perforados en el campo y la delineación de sus límites ajustados a la línea divisoria entre México y Estados Unidos; la probabilidad de que se trate de un yacimiento transfronterizo es alta. En este sentido, en caso de confirmarse la continuidad física más allá de la línea fronteriza del campo Francisco Cano, se tendrá que establecer una participación obligatoria de

al menos 20% a Pemex para el clúster BG-02. Esto, de conformidad con el artículo 17 de la Ley de Hidrocarburos.

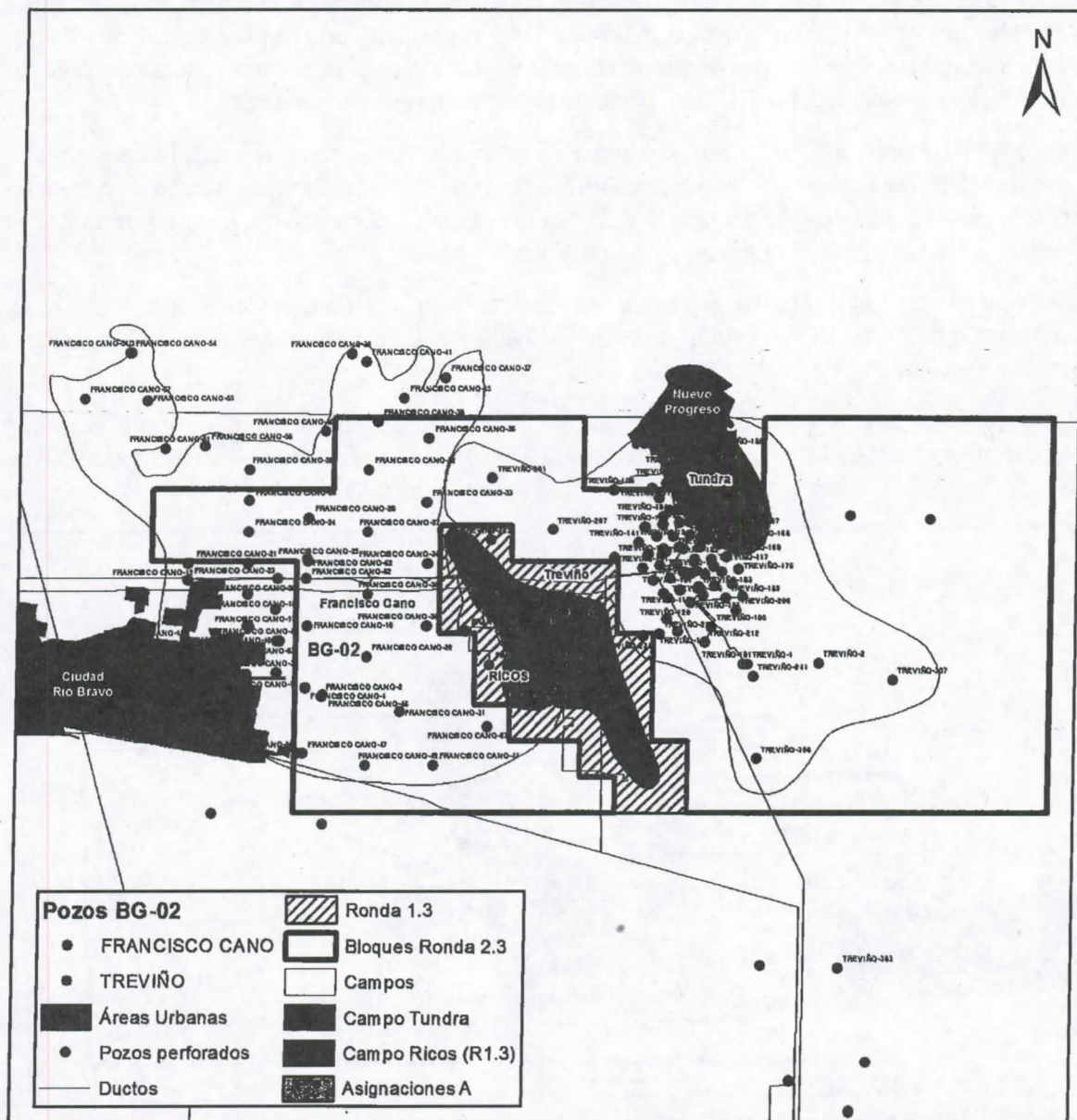


Figura 3. Mapa que muestra el detalle de la ubicación del clúster BG-02, la extensión superficial de los campos contenidos en el clúster, los pozos asociados a los campos y la infraestructura de producción existente (ductos).

Con respecto al bloque Ricos licitado en la R1.3 y considerando el mapa de la Figura 2, se observa que existen pozos asociados a los campos Francisco Cano y Treviño dentro del área contractual del Bloque Ricos, cuya extensión superficial de esta área contractual ampara los derechos de exploración-extracción en la columna geológica completa.

Como se mencionó anteriormente, la proyección superficial de los campos Francisco Cano y Treviño del clúster BG-02, traspasan los límites geográficos del área delimitada por el clúster parcialmente hacia el bloque Ricos, por lo que existe la posibilidad de un eventual proceso de unificación de campos.

[Handwritten signatures and initials]

Finalmente, en el clúster BG-02 además de contener los campos Francisco Cano y Treviño, se detectó que abarca parcialmente la proyección superficial correspondiente con el campo Tundra. De acuerdo con la información disponible, se le asocia un volumen original de 0.5 MMMpc de gas (al 1 de enero de 2016) con dos pozos descubridores, ambos taponados. Dónde uno de los pozos se encuentra dentro del clúster BG-02 y el otro se encuentra fuera del área del clúster, en la zona aledaña a la comunidad de Nuevo Progreso, Tamaulipas.

El campo Tundra no fue incluido por Sener como parte de los campos considerados para la propuesta de conformación del clúster BG-02, a pesar de la posibilidad que en caso de que dicho campo se extienda realmente dentro del área del clúster, éste puede ser considerado por el eventual licitante ganador para su evaluación y desarrollo.

De acuerdo con el contexto geológico del campo Francisco Cano y con miras a evitar la unificación de los intervalos productores de gas hacia el lado estadounidense de la Frontera, se propone un reajuste del clúster BG-02.

Este ajuste de la configuración geométrica del bloque hacia la parte contigua de la frontera, consistente en dejar al menos 800 m de separación con la línea fronteriza y su extensión hacia el este, implica un aumento de 149.6 km² a 162.9 km² (Figura 4).

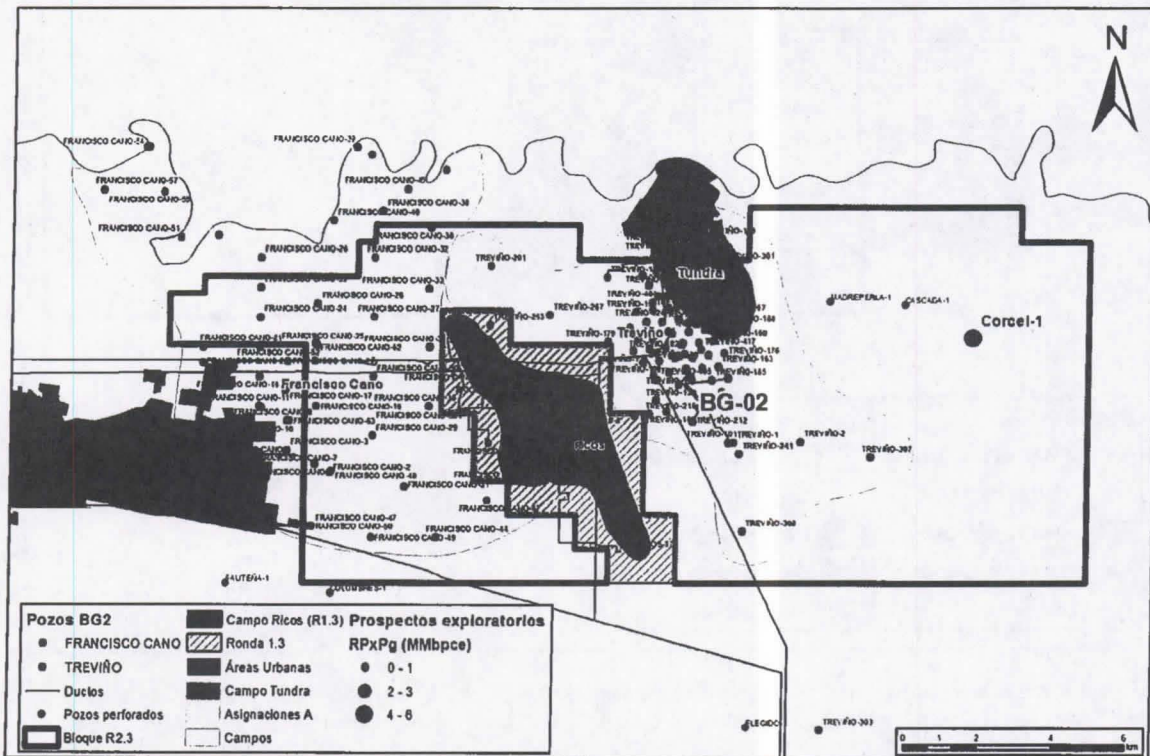


Figura 4. Mapa que muestra el detalle de la reconfiguración propuesta para el clúster BG-02, consistente en su reconfiguración hacia el área contigua con la frontera y su extensión hacia el este del clúster.

En cuanto a los recursos prospectivos no convencionales, se consideró la existencia de este tipo de Plays documentados en México; el Play Jurásico Superior Titoniano Pimienta y el Play Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford-Agua Nueva. Considerando un límite técnico para el desarrollo en dichos Plays respecto de la profundidad, este límite se da en un rango mínimo de 1,000 m y un máximo de 4,000 m de profundidad.

[Handwritten signature and initials]

La geometría de los clústeres BG-03 y BG-04 abarcan totalmente las proyecciones superficiales de los campos contenidos en cada uno de los clústeres y no presentan restricciones asociadas a comunidades urbanas aledañas. Por lo que derivado de la revisión de su respectiva geometría, no se detectaron problemas de unificación o alguna otra eventualidad para la consideración de la columna geológica completa dentro de cada uno (Figura 5).

En este caso, con miras a aumentar el atractivo económico de los bloques y para prevenir que la posible extensión en el subsuelo de los campos no sea abarcada completamente, se propone un aumento en ambos clústeres de 130 km² a 200 km² (Figura 6).

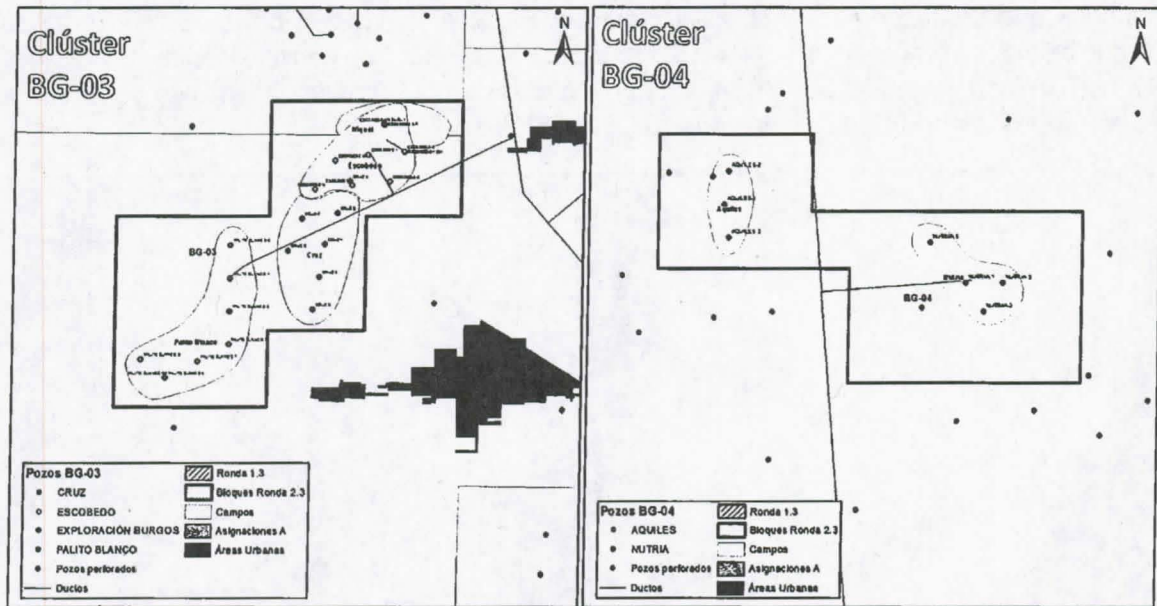


Figura 5. Mapas que muestran el detalle de la ubicación de los clústeres BG-03 y BG-04, la extensión superficial de los campos contenidos en cada clúster, los pozos asociados a los campos y la infraestructura de producción existente (ductos).

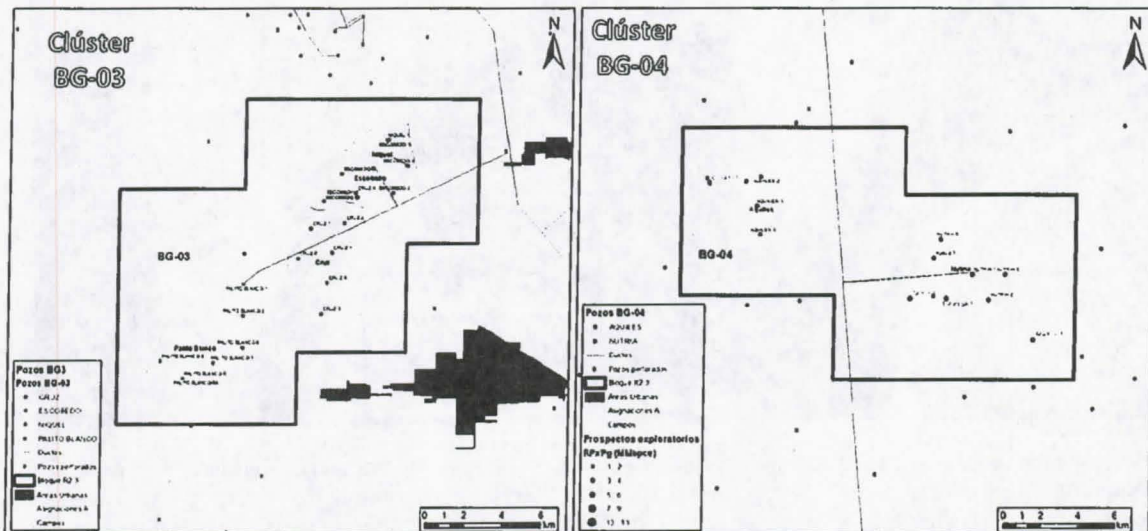


Figura 6. Mapa que muestra el detalle de la reconfiguración propuesta para de los clústeres BG-03 y BG-04, consistente en un aumento en la superficie de ambos.

Las áreas donde la profundidad de los potenciales Plays no convencionales son mayores a 4,000 m, tienen riesgos de porosidad reducida por efecto de la compactación, zonas geopresurizadas,

Handwritten signature and initials.

ventanas operativas estrechas y operaciones complejas por manejar herramientas sensibles a grandes profundidades, con un riesgo muy alto de perder el pozo.

Considerado esto, los clústeres propuestos en la Provincia de la Cuenca de Burgos se encuentran en áreas dónde la profundidad de los Plays no convencionales es mayor a 4,000 m; haciendo que la prospectividad en este tipo de yacimientos para los clústeres resulte operativamente inviable; cumpliendo el criterio establecido por Sener en este rubro (Fig. 7).

La Provincia de la Cuenca de Burgos es una Provincia predominantemente gasífera, por lo que existen muy pocas zonas prospectivas y campos de aceite dentro de esta Provincia. De los campos que producen aceite en esta Provincia que estén en posesión del Estado para su licitación y que no se encuentren en áreas prospectivas de Plays no convencionales, los campos Francisco Cano y Treviño son los únicos. Por lo que se cumple el requerimiento de Sener sobre la preferencia para el tipo de hidrocarburo.

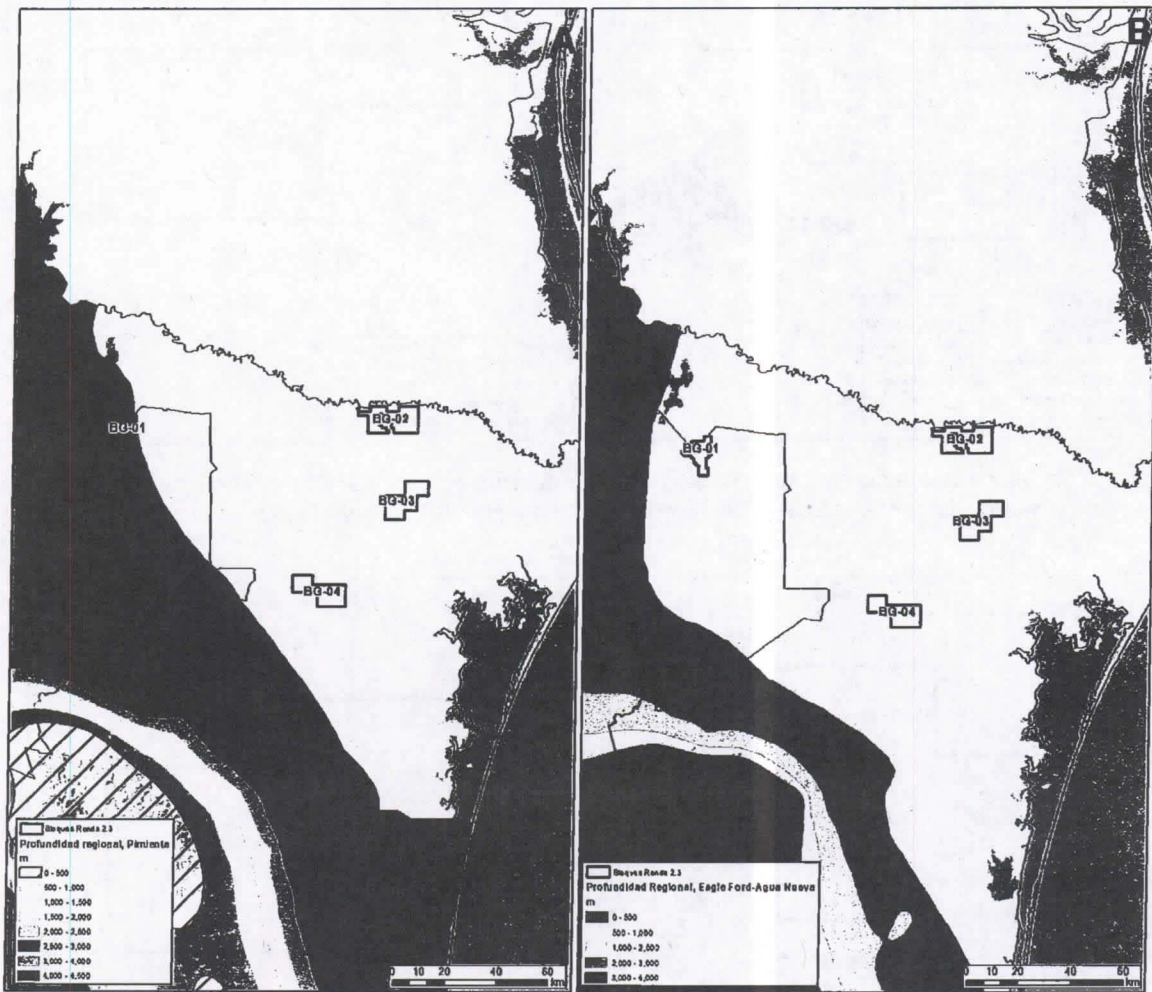


Figura 7. Mapa que muestra la distribución regional de profundidades para los Plays no convencionales Jurásico Superior Titoniano Pimienta (A) y Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford-Agua Nueva (B) respecto de los clústeres propuestos en la Provincia de la Cuenca de Burgos. Los clústeres propuestos se encuentran en zonas dónde la profundidad de los Plays es mayor a 4,000 m, dónde la prospectividad en este tipo de yacimientos resulta inviable por cuestiones operativas.

[Handwritten signature]

II.2.2 Provincia de la Cuenca de Tampico-Misantla

En el contexto geoespacial del clúster TM-01 propuesto en la Provincia de Tampico-Misantla, las proyección superficial de los campos Gutiérrez Zamora, Vicente Guerrero y Miguel Hidalgo, se ven abarcados dentro del clúster prácticamente en su totalidad, no presentan traslapes con Asignaciones de extracción (Asignaciones A) o de exploración otorgadas a Pemex en el proceso de Ronda Cero, no se detectaron traslapes de los clústeres con áreas licitadas con anterioridad en la Ronda Uno, con áreas urbanas y tampoco con zonas de restricción ambiental. Por lo consiguiente, se está en posibilidad de que el clúster cuente con columna geológica completa (Fig.8).

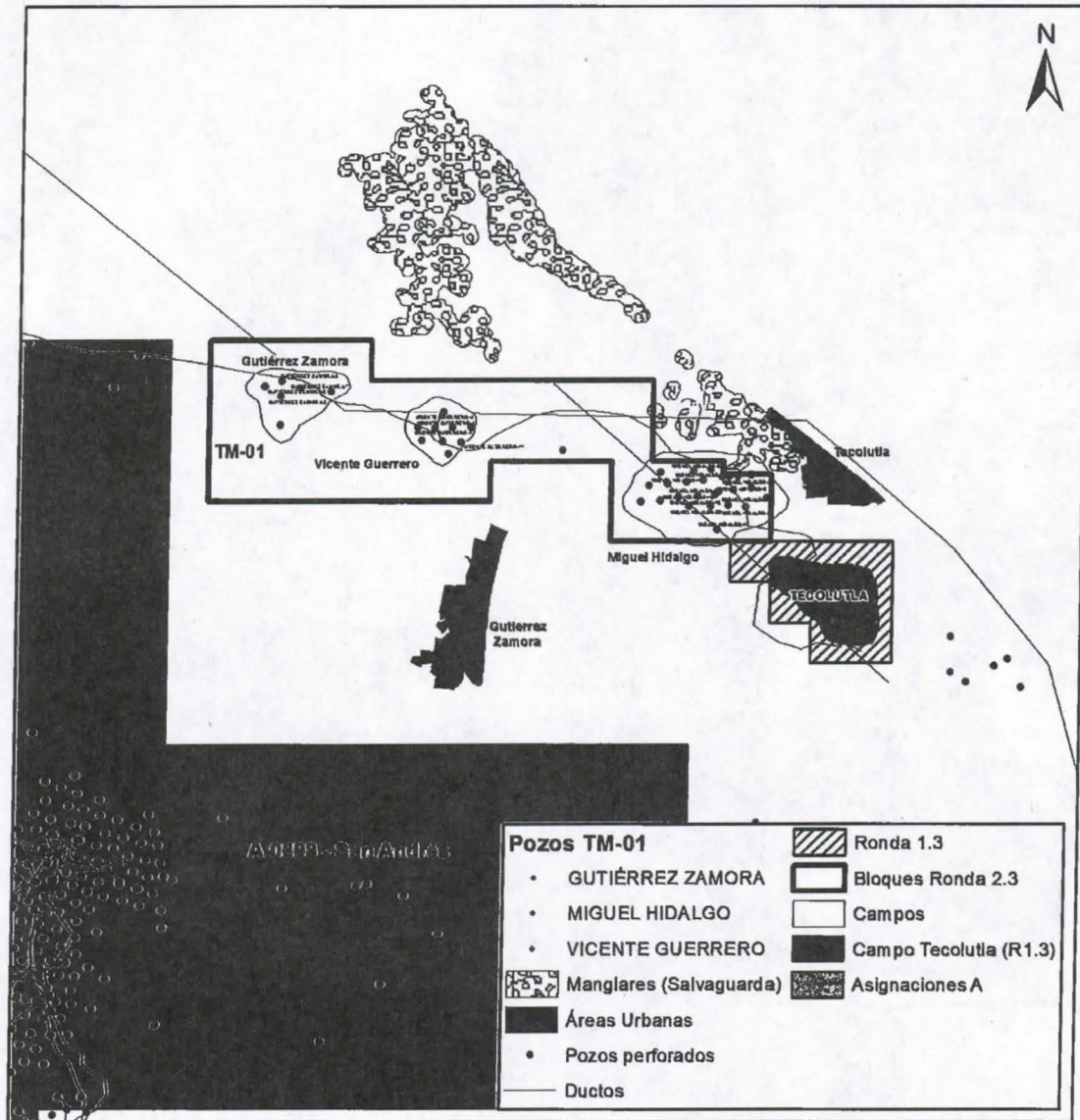


Figura 8. Mapa que muestra el detalle de la ubicación del clúster TM-01, la extensión superficial de los campos contenidos en el clúster, los pozos asociados a los campos y la infraestructura de producción existente (ductos).

En cuanto a los recursos prospectivos no convencionales, sólo se considera el Play Jurásico Superior Titoniano Pimienta, esto debido a que el nivel Cretácico Turoniano se encuentra ausente hacia la zona del clúster TM-01 por la presencia del paleo-alto estructural de la

Plataforma de Tuxpan (Figura 9). En este caso, la profundidad del Play Pimienta para el área del clúster TM-01 se encuentra en un rango menor de 4,000 m de profundidad.

Si bien la condición de este clúster no cumple con el requerimiento estipulado por Sener de evitar zonas de recursos no convencionales a una profundidad menor de 4,000 m, existen otros parámetros físicos importantes a considerar para determinar limitaciones en la viabilidad operativa y económica en este tipo de Plays, como por ejemplo el espesor, contenido de materia orgánica, madurez térmica y los volúmenes prospectivos estimados; entre otros.

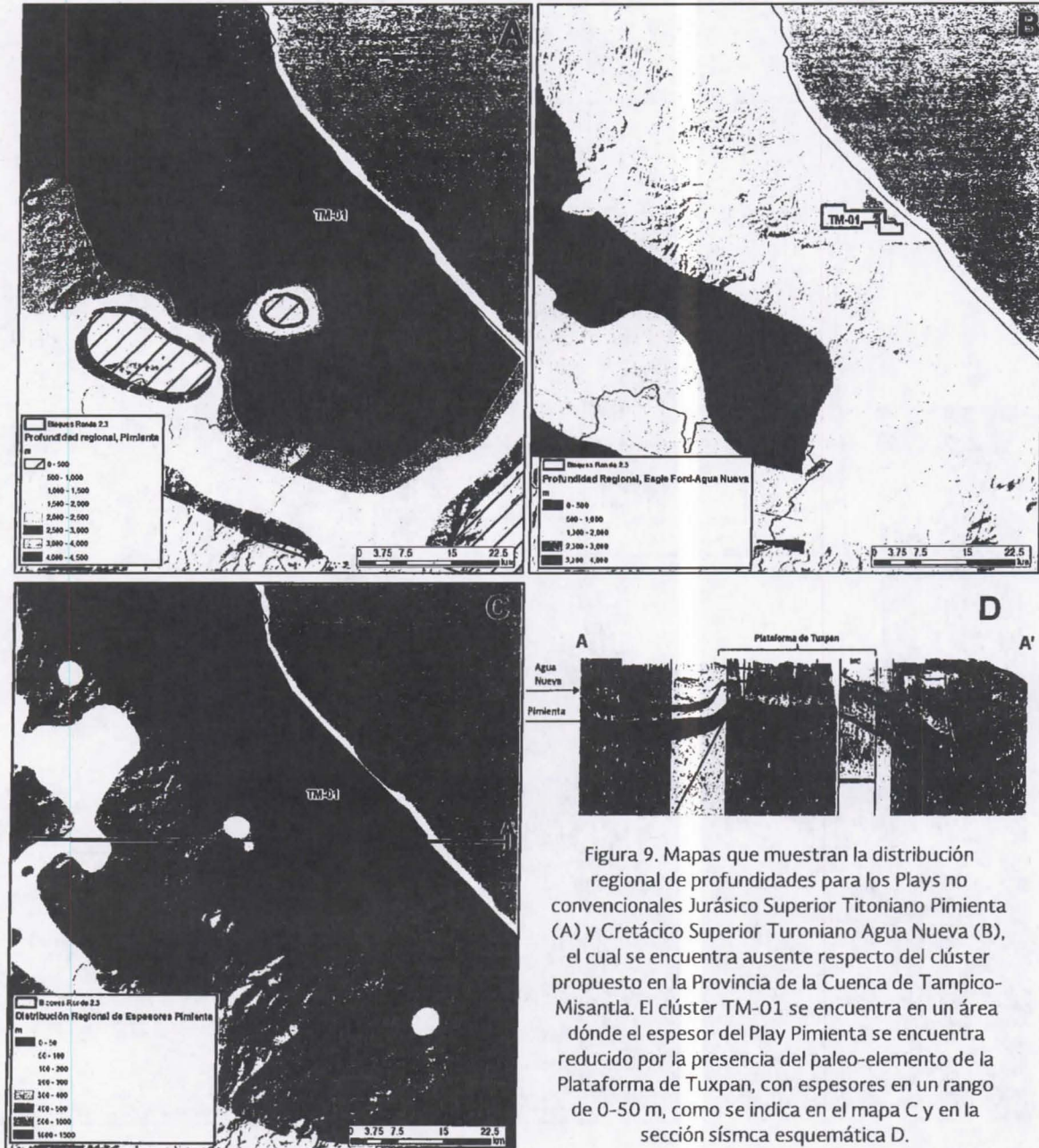


Figura 9. Mapas que muestran la distribución regional de profundidades para los Plays no convencionales Jurásico Superior Titoniano Pimienta (A) y Cretácico Superior Turoniano Agua Nueva (B), el cual se encuentra ausente respecto del clúster propuesto en la Provincia de la Cuenca de Tampico-Misantla. El clúster TM-01 se encuentra en un área donde el espesor del Play Pimienta se encuentra reducido por la presencia del paleo-elemento de la Plataforma de Tuxpan, con espesores en un rango de 0-50 m, como se indica en el mapa C y en la sección sísmica esquemática D.

De manera general, el espesor neto orgánico considerado como mínimo en un Play no convencional debe ser mayor a 20 m, esto de acuerdo a las condiciones físicas necesarias para la geonavegación en pozos horizontales, típicos en la exploración de este tipo de Plays.

Handwritten signature and initials.

De acuerdo con la información disponible, el clúster TM-01 se encuentra en un área donde el espesor del Play Pimienta se encuentra reducido por la presencia del paleo-elemento de la Plataforma de Tuxpan, con espesores en un rango de 0-50 m (Figura 6, mapa C y sección D). Considerando un rango medio de espesor de este Play de 25 m, una profundidad menor a 4,000 m y la presencia de campos de aceite y gas en la zona del clúster donde la roca generadora pudiera tratarse del Play Pimienta; se darían las condiciones propicias para que la prospectividad de yacimientos no convencionales sea potencialmente viable.

Para estimar cuantitativamente el potencial no convencional asociado al clúster TM-01, en términos de un recurso prospectivo, utilizando un método volumétrico petrofísico, se consideró que se trata de un área prospectiva de aceite, un espesor ponderado de 25 m, una profundidad promedio del Play en el área de 3,500 m y un factor de recuperación de 10%. Tomando en cuenta lo anterior, el recurso prospectivo no convencional estimado del clúster TM-01 asciende a 3 MMB de aceite *in situ* que puede ser recuperable.

Si bien la prospectividad del Play no convencional Pimienta en el área del clúster TM-01 es relativamente baja y que no se tiene información suficiente para determinar que el hidrocarburo presente en los campos provenga de la roca generadora del Titoniano, la presencia de este Play constituye un recurso prospectivo adicional que le agregaría valor al bloque; tomando en cuenta que dentro de este clúster no existen prospectos exploratorios identificados. En términos económicos, considerando el costo de operación necesaria para la exploración en yacimientos no convencionales y el volumen prospectivo estimado a pesar de la incertidumbre por la carencia de información; su potencial exploración pudiera resultar inviable.

Sin embargo, se identificó la posibilidad de extender la superficie del clúster hacia el sur, abarcando la posible extensión de otras litofacies productoras relacionadas con el contexto geológico de la Plataforma de Tuxpan, por lo que se propone un aumento en la superficie del clúster de 32.3 km² a 72.1 km² (Figura 10).

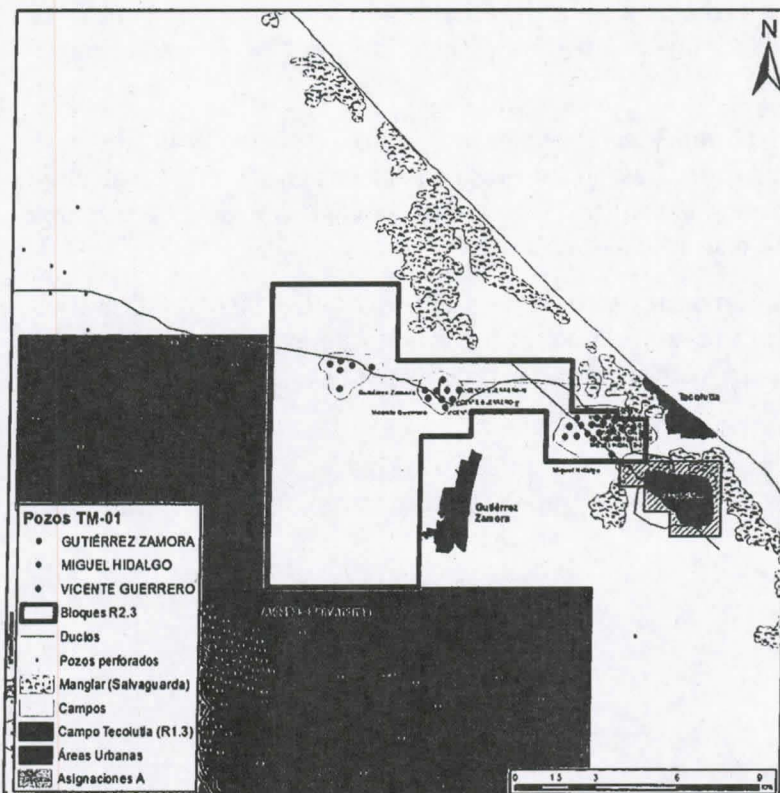


Figura 10. Mapa que muestra el detalle de la reconfiguración propuesta para el clúster TM-01, consistente en su extensión principalmente hacia el sur del clúster.

[Handwritten signatures and initials]

Los campos considerados en éste clúster corresponden con el alineamiento regional de las facies arrecifales de la Plataforma de Tuxpan conocidas como la Formación El Abra del Cretácico Superior. La Formación Tamabra corresponde con los flujos de escombros derivados de la erosión del borde de la Plataforma de Tuxpan, las cuales presentan propiedades como roca almacén y producen en el área de Poza Rica al norte del clúster TM-01; de ahí la propuesta de extensión hacia el sur para dicho clúster.

II.2.3 Provincia de la Cuenca de Veracruz

El clúster propuesto en la Provincia de la Cuenca de Veracruz VC-01 contiene completamente la proyección superficial de los campos Lagarto, Plan de Oro y Tres Higueras, no presentan traslapes con Asignaciones de extracción (Asignaciones A) o de exploración otorgadas a Pemex en el proceso de Ronda Cero, no se detectaron traslapes de los clústeres con áreas licitadas con anterioridad en la Ronda Uno, con áreas urbanas y tampoco con zonas de restricción ambiental. Por lo consiguiente, se está en posibilidad de que el clúster cuente con columna geológica completa (Figura 11).

Sin embargo, este clúster se encuentra cubriendo una porción del Sistema Petrolero Turoniano-Turoniano Cretácico Superior Maltrata el cual, de los sistemas petroleros identificados en la Cuenca de Veracruz, es el único que presenta bimodalidad entre un sistema Convencional y No Convencional, especialmente en las inmediaciones con el área del Frente Tectónico Sepultado.

Este sistema petrolero se propone como generador y almacenador, sin embargo, debido a la deformación compleja característica del Frente Tectónico Sepultado, existen áreas dónde el fracturamiento es importante, se generan trampas estructurales y entonces las formaciones subyacentes actúan como roca sello; clasificándose entonces como un Play convencional. Según la Información proporcionada por Pemex, existe prospectividad en la Formación Maltrata de carácter Convencional, dentro de la franja prospectiva establecida como No Convencional en esta Formación (Figura 11).

La información existente no permite definir el cubrimiento superficial de la Fm. Maltrata en su porción exclusiva con características de Play no convencional. La designación de un objetivo Convencional para esta Formación, dependerá principalmente del contexto estructural relacionado a un posible prospecto o área en particular.

Considerado lo anterior, será necesario precisar que para el clúster VC-01 el Play Cretácico Superior Turoniano Maltrata, estará restringido de las actividades de exploración dentro del clúster, a menos que se documenten los elementos necesarios para ser catalogado como un Play convencional.

En este sentido, con miras a aumentar el atractivo económico del bloque y para prevenir que la posible extensión en el subsuelo de los campos se propone un aumento superficial de 103.1 km² a 192.8 km² (Fig. 12).

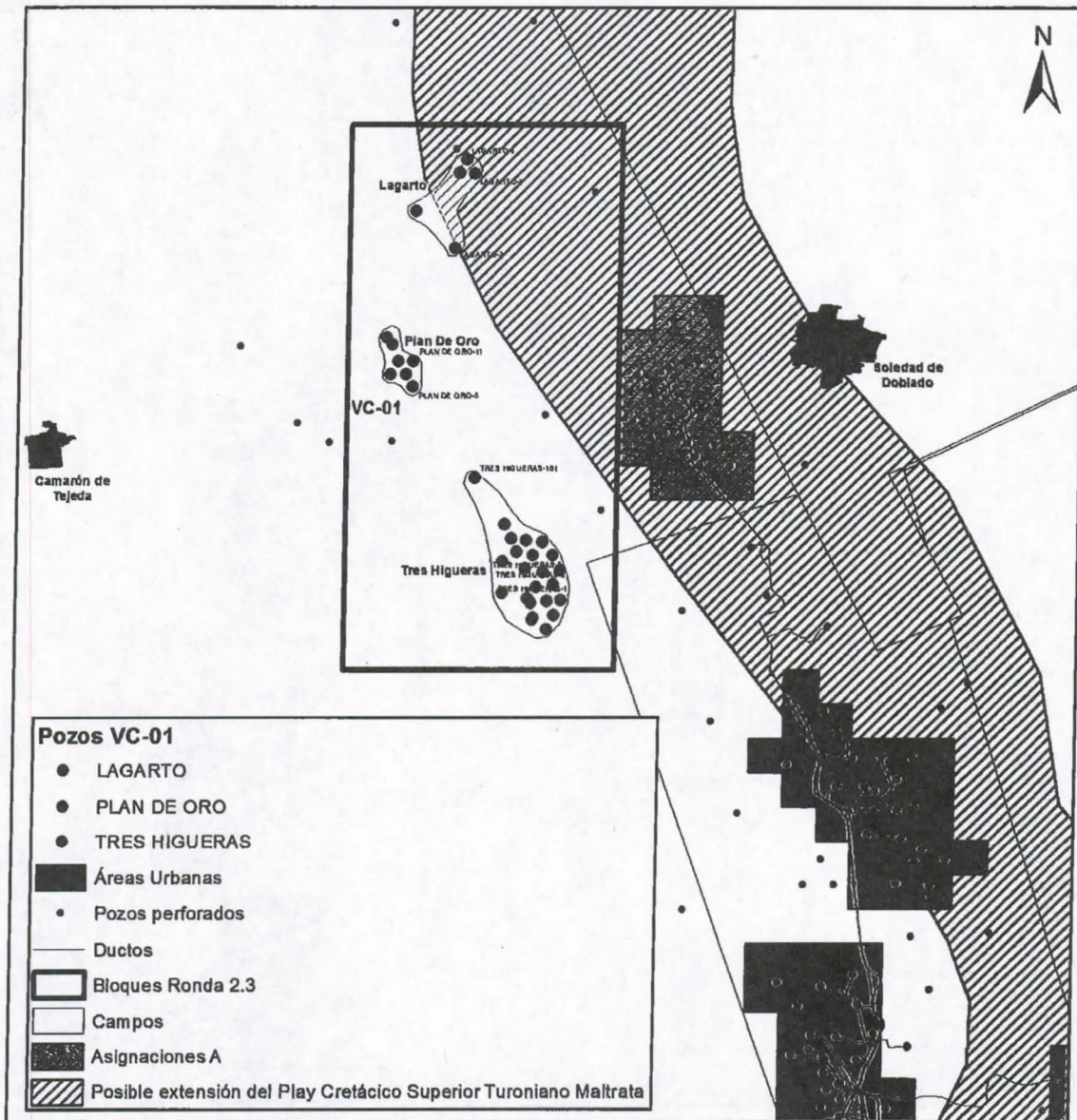


Figura 11. Mapa que muestra el detalle de la ubicación del clúster VC-01, la extensión superficial de los campos contenidos en el clúster, los pozos asociados a los campos y la infraestructura de producción existente (ductos). Asimismo, se muestra la extensión superficial del Play Cretácico Superior Turoniano Maltrata, el cual presenta bimodalidad entre un Play Convencional y No convencional.

[Handwritten signatures and initials]

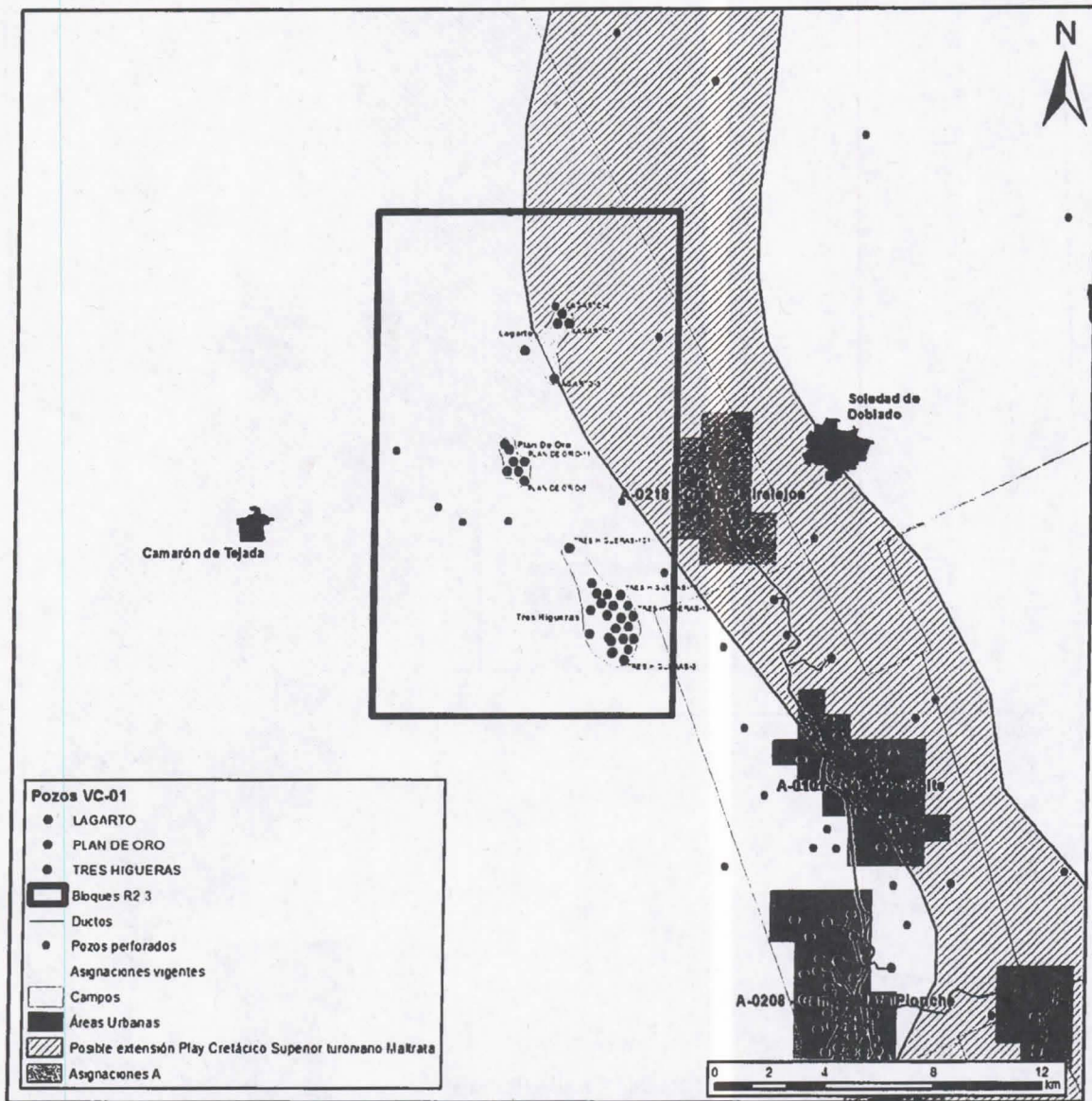


Figura 12. Mapa que muestra el detalle de la reconfiguración propuesta para el clúster VC-01, consistente en su extensión del clúster.

II.2.4 Provincia de las Cuencas del Sureste

Los clústeres propuestos en la Provincia de las Cuencas del Sureste, se componen de un área de exploración-extracción (CS-01) que contiene a los campos Vernet y Cafeto; y 4 áreas de exploración (CS-02, CS-03, CS-04 y CS-05). Esta propuesta de clústeres no presentan traslapes con Asignaciones de extracción (Asignaciones A) o de exploración otorgadas a Pemex en el proceso de Ronda Cero, no se detectaron traslapes con áreas licitadas con anterioridad en la Ronda Uno, con áreas urbanas y tampoco con zonas de restricción ambiental. Por lo consiguiente, se está en posibilidad de que los clústeres propuestos cuenten con columna geológica completa (Figura 13).

Handwritten signature and initials.

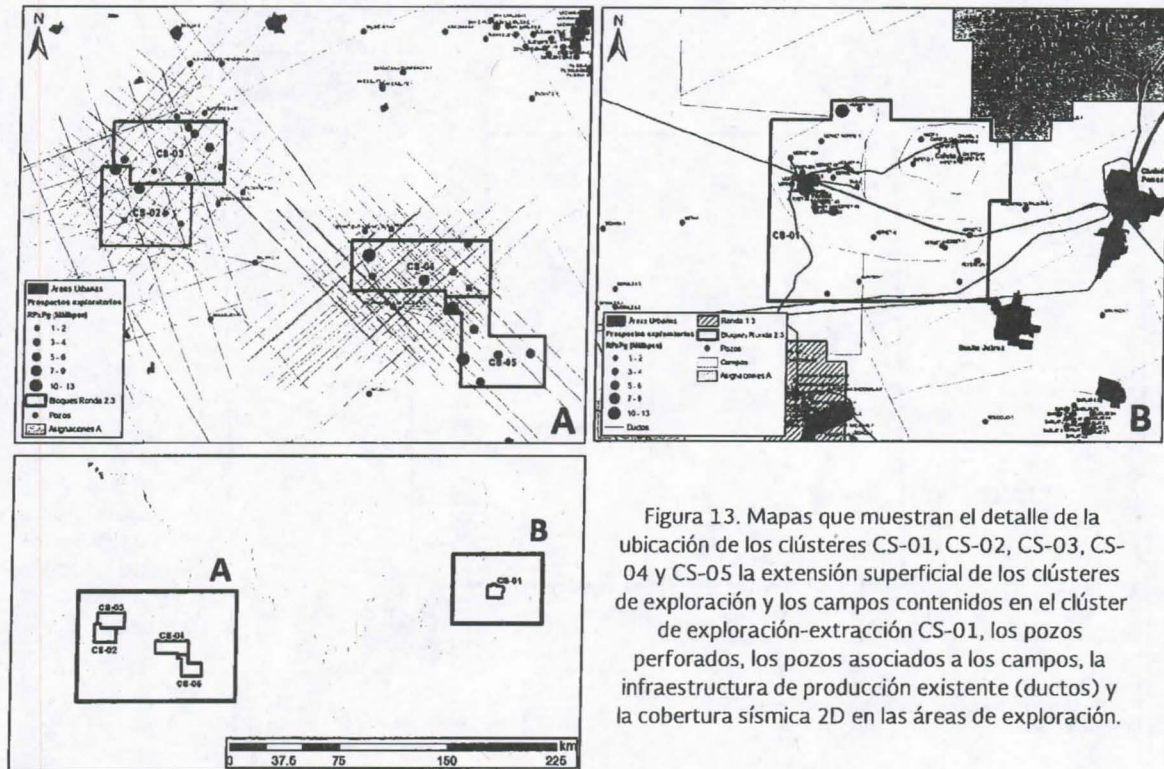


Figura 13. Mapas que muestran el detalle de la ubicación de los clústeres CS-01, CS-02, CS-03, CS-04 y CS-05 la extensión superficial de los clústeres de exploración y los campos contenidos en el clúster de exploración-extracción CS-01, los pozos perforados, los pozos asociados a los campos, la infraestructura de producción existente (ductos) y la cobertura sísmica 2D en las áreas de exploración.

Derivado de la revisión de la geometría de los clústeres propuestos y la información disponible de la extensión superficial de los campos Vernet y Cafeto, así como la distribución de los pozos perforados en estos campos dentro del área del clúster CS-01, no se detectaron problemas de unificación o alguna otra eventualidad a considerar para su futura licitación.

Sin embargo, para el clúster CS-01 se ubica un prospecto exploratorio con un volumen de recurso prospectivo importante, por lo que se propone un reajuste al bloque en el área del prospecto Epico-1, el cual consiste en el aumento del clúster con miras a abarcar la posible estructura de este prospecto (Fig. 14).

Adicionalmente, para los clústeres CS-02, CS-03, CS-04 y CS-05, los cuales se encuentran en un área muy poco explorada que puede considerarse como un área frontera, los cuales sólo cuentan con cubrimiento sísmico 3D, se identificó con base en la información disponible, que la geometría de éstos resulta estrecha y podrían dificultar el cubrimiento de estructuras geológicas completas presentes en éstos clústeres, por lo que se propone un aumento en su superficie (Fig. 15 y 16) de acuerdo con la Tabla 3.

[Handwritten signature and initials]

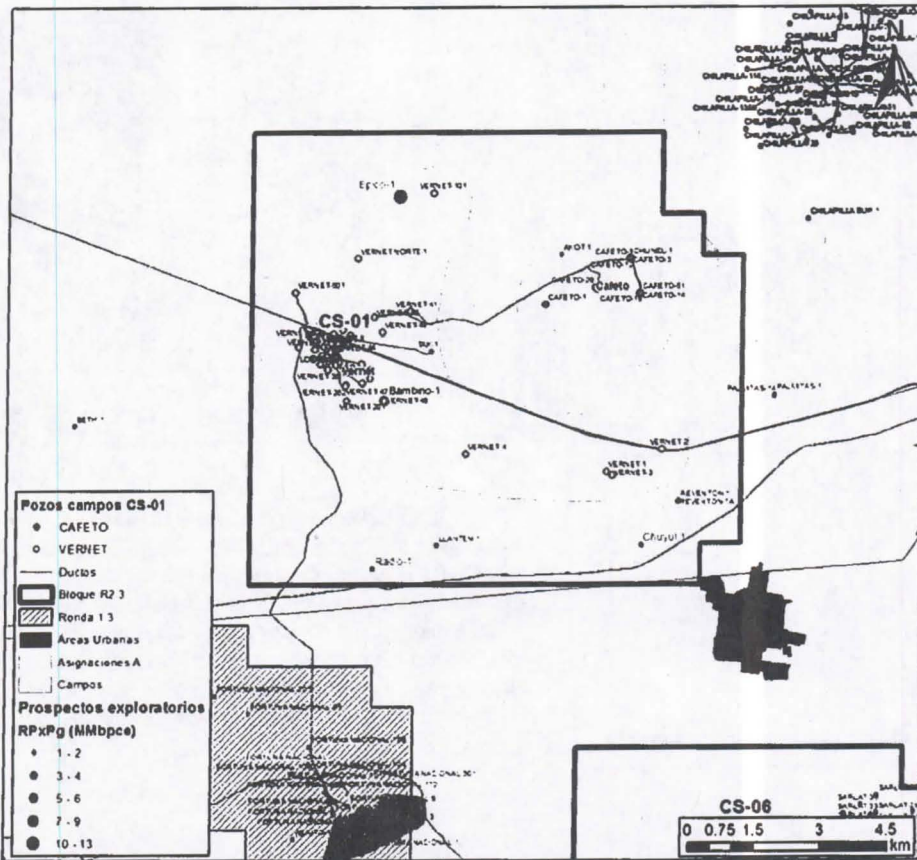


Figura 14. Mapa que muestra el detalle de la reconfiguración propuesta para el clúster CS-01, consistente en su extensión hacia la ubicación del prospecto Epico-1.

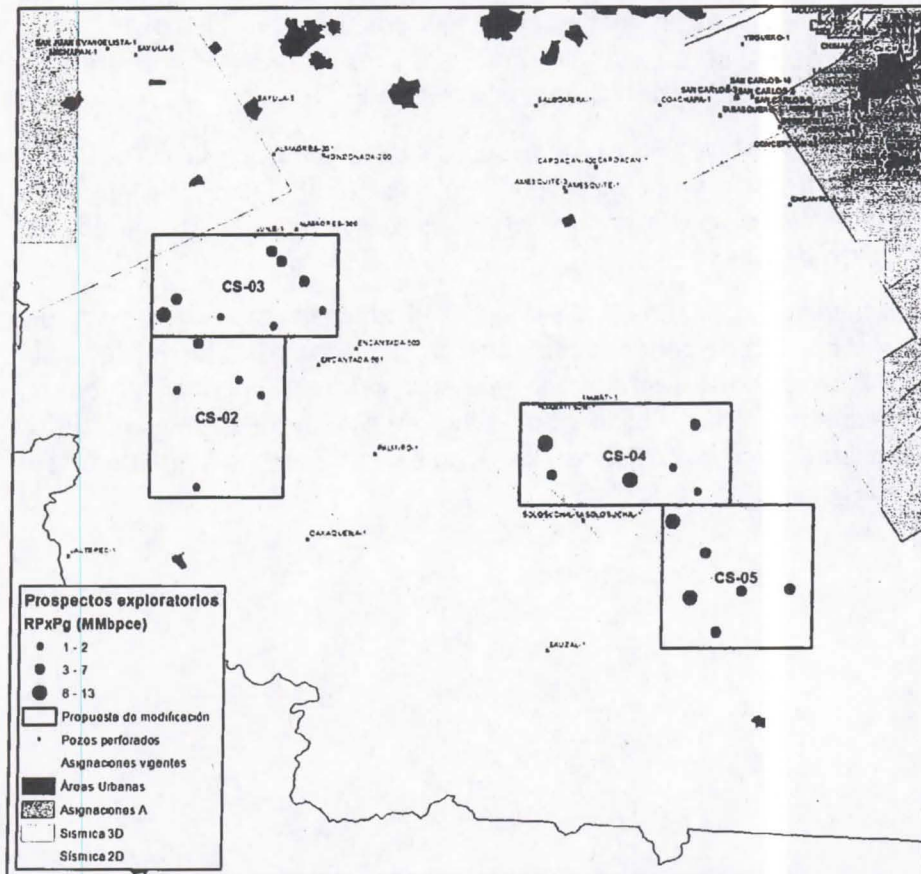


Figura 15. Mapa que muestra el detalle de la reconfiguración propuesta para los clusters CS-02, CS-03, CS-04 y CS-05 consistente en su extensión superficial.

[Handwritten signature]

Tabla 3. Detalle de las características de los clústeres modificados CS-02, CS-03, CS-04 y CS-05 de la Provincia de las Cuencas del Sureste

Provincia	Clúster	Tipo de Hidrocarburo	Superficie (km ²)	Op. Exploratorias	RP Documentado Total (MMbpce)
Cuencas del Sureste	CS-02	Aceite ligero y Gas	247.9	5	12.2
	CS-03	Aceite ligero	215.1	8	30.2
	CS-04	Aceite ligero	244.8	6	31.7
	CS-05	Aceite superligero	249.9	6	42.3

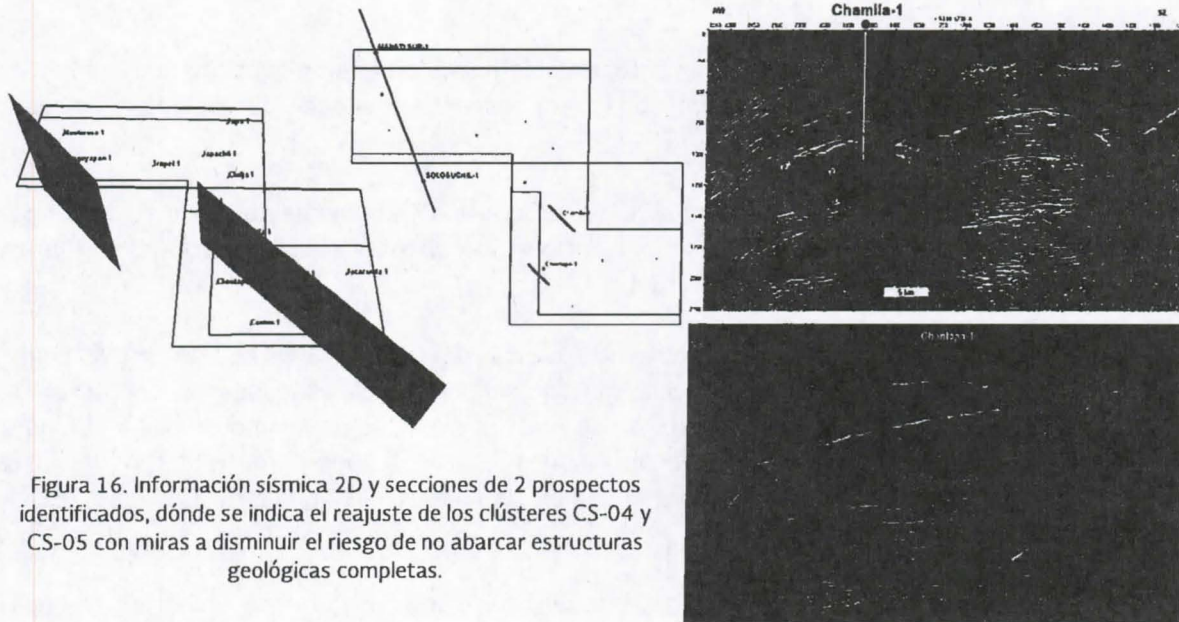


Figura 16. Información sísmica 2D y secciones de 2 prospectos identificados, dónde se indica el reajuste de los clústeres CS-04 y CS-05 con miras a disminuir el riesgo de no abarcar estructuras geológicas completas.

Considerando que el área propuesta para estos clústeres sobrepasa los 200 km², esta es una condición necesaria para disminuir el riesgo de no cubrir estructuras geológicas completas, con base en la información disponible (Fig. 16).

III. Resultados

Derivado del análisis realizado a la propuesta de áreas a ser incluidas en la tercera convocatoria de la Ronda Dos, con base en la información disponible con la que cuenta la Comisión a la fecha de emisión del presente documento y atendiendo a los criterios establecidos por Sener, se advierte lo siguiente:

Para los clústeres propuestos en el área de la Cuenca de Burgos:

- 1) Que considerando la geometría propuesta del clúster BG-01, el contexto de las asignaciones de extracción de Pemex, la proyección superficial de la extensión de los campos y la distribución de los pozos perforados en torno a dichos campos fuera del área del clúster, existe la posibilidad de un eventual proceso de unificación de yacimientos de este clúster con Pemex.

Handwritten signatures and initials.

El Órgano de Gobierno de esta Comisión recomienda que, en caso de considerar campos para la extracción en clústeres de exploración-extracción, se propongan áreas a licitar que contengan la totalidad de los campos considerados en dichos clústeres.

En consecuencia, en caso de que se identifique que existe extensión de los campos fuera de las áreas contractuales hacia Asignaciones de Pemex y se considere viable una eventual modificación de dichas Asignaciones, no se estima conveniente licitar el área contractual hasta en tanto se realice la modificación de Asignaciones pertinente, con el fin de incluir los campos completos.

Lo anterior, considerando la eventual problemática de que un contratista deba llevar a cabo un proceso de unificación con Pemex respecto de áreas y campos para los cuales Pemex no tiene interés.

Por lo tanto, el Órgano de Gobierno de la Comisión recomienda no incluir el clúster BG-01, en tanto no se realicen las modificaciones pertinentes a las Asignaciones de Pemex, contiguas a dicha área contractual.

- 2) Que considerando la geometría propuesta del clúster BG-02, las proyecciones superficiales de los campos Francisco Cano y Treviño traspasan los límites geográficos del área delimitada por el clúster, ambos extendiéndose parcialmente hacia el Bloque Ricos licitado en la R1.3 y encontrando pozos de ambos campos dentro del área contractual del Bloque Ricos, por lo que existe la posibilidad de un eventual proceso de unificación de campos.

Adicionalmente, derivado de la extensión observada del campo Francisco Cano, la situación de los pozos perforados en el campo y la delineación de sus límites ajustados a la línea divisoria entre México y Estados Unidos; la probabilidad de que se trate de un yacimiento transfronterizo es alta.

En este sentido, de acuerdo con el contexto geológico del campo Francisco Cano y con miras a evitar la unificación de los intervalos productores de gas hacia el lado estadounidense de la frontera, se propone un reajuste del clúster BG-02.

- 3) Que la geometría de los clústeres BG-03 y BG-04 abarcan totalmente las proyecciones superficiales de los campos contenidos en cada uno de los clústeres y no se detectó alguna eventualidad para la consideración de la columna geológica completa ni algún factor que dificulte su proceso de licitación. Adicionalmente, con miras a aumentar el atractivo económico de los bloques y para prevenir que la posible extensión en el subsuelo de los campos no sea abarcada completamente, se propone un aumento de la superficie en ambos clústeres.

Para el clúster propuesto en el área de la Cuenca de Tampico-Misantla:

- 4) Que la geometría del clúster TM-01 abarca prácticamente en su totalidad los campos Gutiérrez Zamora, Vicente Guerrero y Miguel Hidalgo. Sin embargo, dada la condición de este clúster en el contexto del Play no convencional Titoniano Pimienta, no cumple con el requerimiento estipulado por Sener de evitar zonas de recursos no convencionales a una profundidad menor de 4,000 m.

Por otro lado, su atractivo en términos de un recurso prospectivo en el Play no convencional Pimienta en el área del clúster TM-01 es relativamente baja, de acuerdo con la información disponible. Existen factores físicos y geoquímicos claves para determinar la potencialidad en este tipo de Plays, que sugieren que su potencial resultaría inviable.

Adicionalmente, se identificó la posibilidad de extender la superficie del clúster hacia el sur, abarcando la posible extensión de otras litofacies productoras relacionadas con el contexto geológico de la Plataforma de Tuxpan, por lo que se propone un aumento en la superficie del clúster.

Para el clúster propuesto en el área de la Cuenca de Veracruz:

- 5) Que el clúster propuesto VC-01 contiene completamente la proyección superficial de los campos Lagarto, Plan de Oro y Tres Higueras, no se detectó alguna eventualidad para la consideración de la columna geológica completa, ni algún factor que dificulte su proceso de licitación. Sin embargo, este clúster se encuentra cubriendo una porción del Sistema Petrolero Turoniano-Turoniano Cretácico Superior Maltrata el cual, puede presentar bimodalidad entre un sistema Convencional y No Convencional.

En ese contexto, será necesario precisar que para el clúster VC-01 el Play Cretácico Superior Turoniano Maltrata, estará restringido de las actividades de exploración dentro del clúster, a menos que se documenten los elementos necesarios para ser catalogado como un Play convencional.

Adicionalmente, con miras a aumentar el atractivo del bloque y para prevenir que la posible extensión en el subsuelo de los campos se vea afectada, se propone un aumento superficial en este clúster.

Para el clúster propuesto en el área de las Cuencas del Sureste:

- 6) Que para el clúster de exploración-extracción CS-01 que contiene a los campos Vernet y Cafeto; y los clústeres de exploración CS-02, CS-03, CS-04 y CS-05; se está en posibilidad de que cuenten con columna geológica completa y no se detectaron problemas de unificación o alguna otra eventualidad a considerar para su futura licitación.

Adicionalmente, en el clúster CS-01 se ubica un prospecto exploratorio con un volumen de recurso prospectivo importante, por lo que se propone un reajuste al bloque en el área del prospecto, el cual consiste en el aumento en su superficie.

Para los clústeres CS-02, CS-03, CS-04 y CS-05, los cuales se encuentran en un área muy poco explorada que puede considerarse como un área frontera, los cuales sólo cuentan con cubrimiento sísmico 3D, se identificó con base en la información disponible, que la geometría de éstos resulta estrecha y podrían dificultar el cubrimiento de estructuras geológicas completas presentes en estos clústeres, por lo que se propone un aumento en su superficie.

Para proponer una alternativa adicional a la propuesta inicial de clústeres, que no presenten eventuales problemas para su licitación y que cumplan con los criterios establecidos por Sener en su solicitud de asistencia técnica. La Comisión analizó la información disponible de campos de extracción en posesión del Estado y su situación respecto a los principales criterios que pudieran complicar su futura licitación.

De este análisis se identificaron 206 campos de extracción en posesión del Estado, de los cuales al revisar su contexto geoespacial, 190 campos presentaron al menos una restricción y sólo 16 no presentan restricción o complicación alguna para su eventual licitación. Siendo los casos más frecuentes, cuando existe traslape con zonas dónde se tiene identificado un potencial de recursos no convencionales en cualquiera de los dos Plays de este tipo (Jurásico Superior Titoniano Pimienta y Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford/Agua Nueva) y/o se encuentran contenidos en áreas de Asignación de Pemex; restringiendo la posibilidad de proponer clústeres con columna geológica completa (Fig. 17).

La Figura 18 muestra un gráfico con el número de campos que presentaron al menos una restricción que limite su selección para la conformación de clústeres en el marco de la R2.3.

Considerando los 16 campos que resultaron sin restricción alguna, susceptibles a licitación, se revisaron los datos de volumen original remanente de acuerdo con las cifras de reservas al 1 de enero de 2016 para determinar su potencial remanente de extracción. De acuerdo con los datos disponibles, la mayoría son campos de gas y pocos de aceite, dónde el valor máximo de volumen remanente de aceite asciende a 4.4 MMB, correspondiente con el campo Sarlat ubicado en la Provincia de las Cuencas del Sureste.

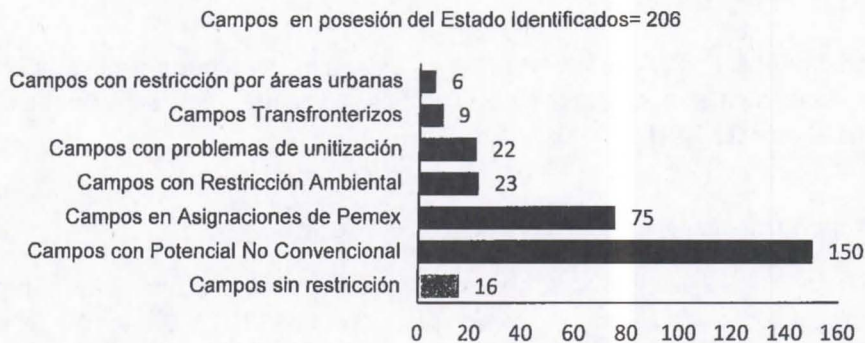


Figura 17. Gráfico que muestra el número de campos que resultaron con al menos una restricción de acuerdo con los criterios establecidos por Sener para la propuesta de integración de áreas contractuales de la R2.3, de un total de 206 campos identificados susceptibles a licitar.

La gráfica de la Figura 16 muestra los valores de volúmenes remanentes de aceite y gas para los 16 campos que no presentaron restricción alguna. De esta gráfica se observa que sólo los campos Sarlat, Manuel Rodríguez Aguilar, Adolfo López Mateos, Mata Violín y Remudadero presentan volúmenes de aceite remanentes; mientras que el campo Nopaltepec, ubicado en la Provincia de Veracruz, sobresale por contener un valor relativamente alto de volumen original remanente de gas, posicionándolo como el campo con mayor potencial en términos de volumen de hidrocarburos (160.2 MMMpc de gas; 30.23 MMbpce).

Handwritten signature and initials.

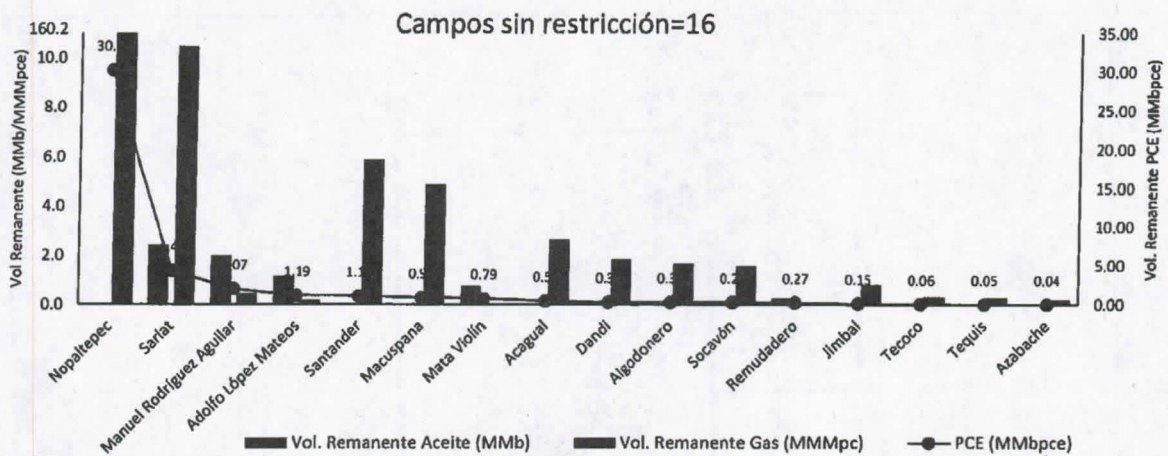


Figura 18. Gráfico que muestra los valores de los volúmenes originales remanentes de aceite y gas para los 16 campos que no presentaron restricción alguna para su licitación en la Ronda 2.3.

A pesar del bajo potencial de los 16 campos en términos de extracción, estos representan una opción sin restricciones para la conformación de una propuesta de clústeres de exploración-extracción. A partir de la selección de los campos con el mayor volumen remanente de hidrocarburos con preferencia de aceite (Nopaltepec, Sariat, Manuel Rodríguez Aguilar, Adolfo López Mateos y Mata Violín), se analizó su contexto geográfico para la integración de estos campos en clústeres de exploración-extracción. Resultando en una propuesta adicional de 4 clústeres; 3 en la Provincia de Veracruz y 1 en la Provincia de Cuencas del Sureste.

La propuesta de conformación de los clústeres se muestra en los mapas de las Figuras 19 y 20 para los clústeres de la Provincia de Veracruz y de la Figura 19 para el clúster en las Cuencas del Sureste. Las características de superficie, campos, volúmenes remanentes y recurso prospectivo se resumen en la Tabla 4.

El clúster VC-02 cubre una superficie de 251.4 km², incluye 1 campo de aceite (campo Manuel Rodríguez Aguilar) el cual representa un volumen total remanente de aceite de 1.98 MMb y de gas de 0.45 MMMpc de gas, abarcando 4 prospectos exploratorios identificados con un total de recurso prospectivo de 3.16 MMbpce.

El clúster VC-03 cubre una superficie de 231.7 km², incluye 2 campos de aceite y 1 de gas (campos Adolfo López Mateos, Acagual y Mata Violín) los cuales representan un volumen total remanente de aceite de 1.93 MMb y de gas de 2.91 MMMpc de gas, abarcando 6 prospectos exploratorios identificados con un total de recurso prospectivo de 14.07 MMbpce.

Dentro de este clúster se identificó la comunidad rural de La Laja, la cual tiene una población indígena del 63.5% de acuerdo con datos compilados por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), La Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas (CDI) y el Consejo Nacional de Población (CONAPO). En este sentido, éste clúster puede resultar propenso para la realización de un proceso de consulta indígena conducido por Sener.

Handwritten signature and initials.

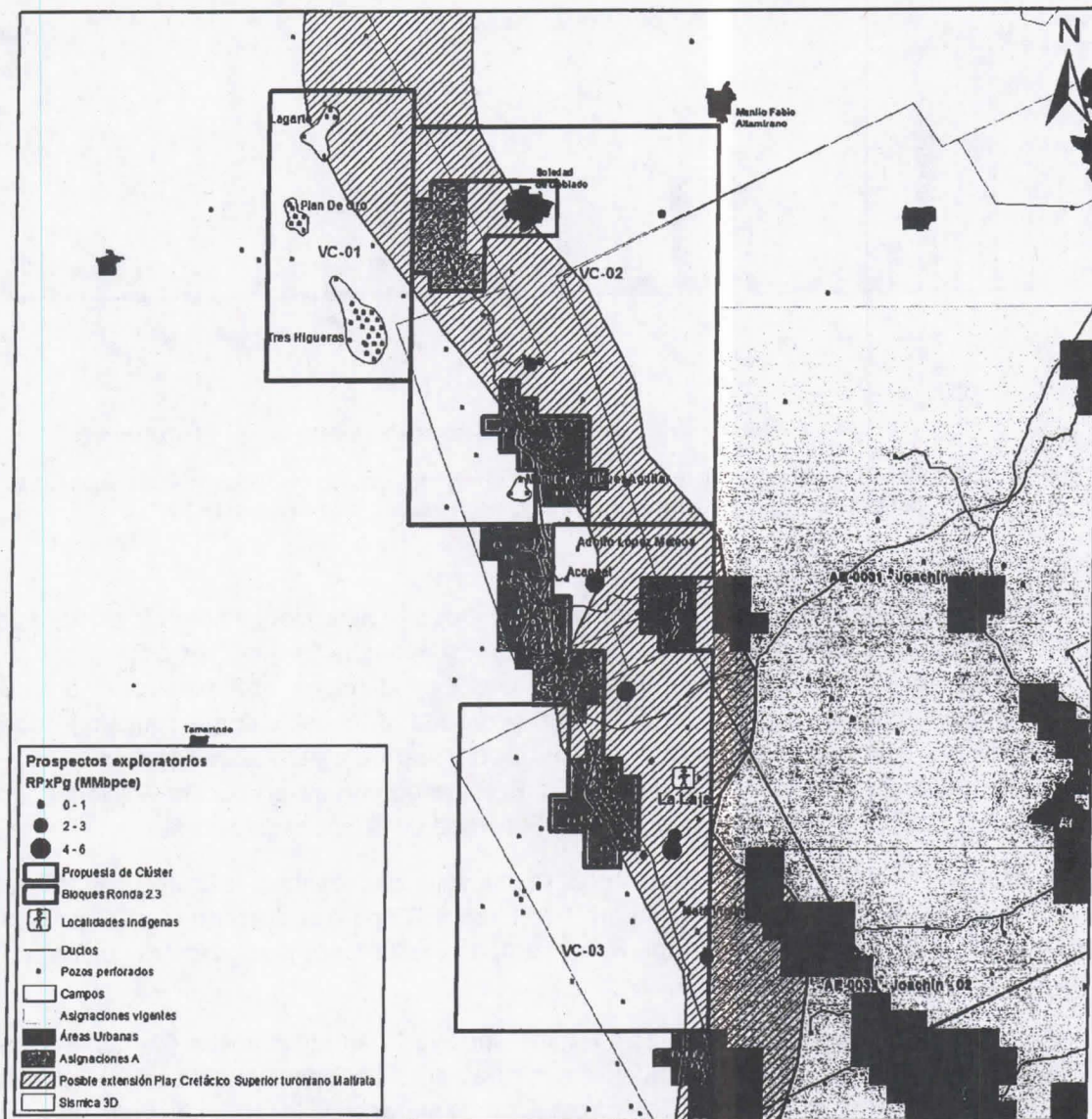


Figura 19. Mapa que indica la propuesta adicional de conformación de los clústeres VC-02 y VC-03 en la Cuenca de Veracruz para su licitación en la Ronda 2.3.

El clúster VC-4 cubre una superficie de 119.2 km², incluye el campo de gas Nopaltepec con un volumen total remanente de 160.2 MMMpc de gas, incluyendo 4 prospectos exploratorios identificados con un total de recurso prospectivo de 7.23 MMbpce. Dentro de este clúster se identificaron 2 comunidades indígenas rurales; Lázaro Cárdenas y El Guayabo, con una población indígena del 98% y 71% respectivamente. En este sentido, éste clúster puede resultar propenso para la realización de un proceso de consulta indígena conducido por Sener.

Cabe mencionar, que los clústeres adicionales propuestos en la Provincia de Veracruz, se encuentran cubriendo una porción del Sistema Petrolero Turoniano-Turoniano Cretácico Superior Maltrata el cual, puede presentar bimodalidad entre un sistema Convencional y No Convencional. En ese contexto, será necesario precisar que para los 3 clústeres propuestos, el Play Cretácico Superior Turoniano Maltrata, estará restringido de las actividades de exploración dentro del clúster, a menos que se documenten los elementos necesarios para ser catalogado como un Play convencional.

Handwritten signatures and initials:
 VA
 C
 D
 [Signature]

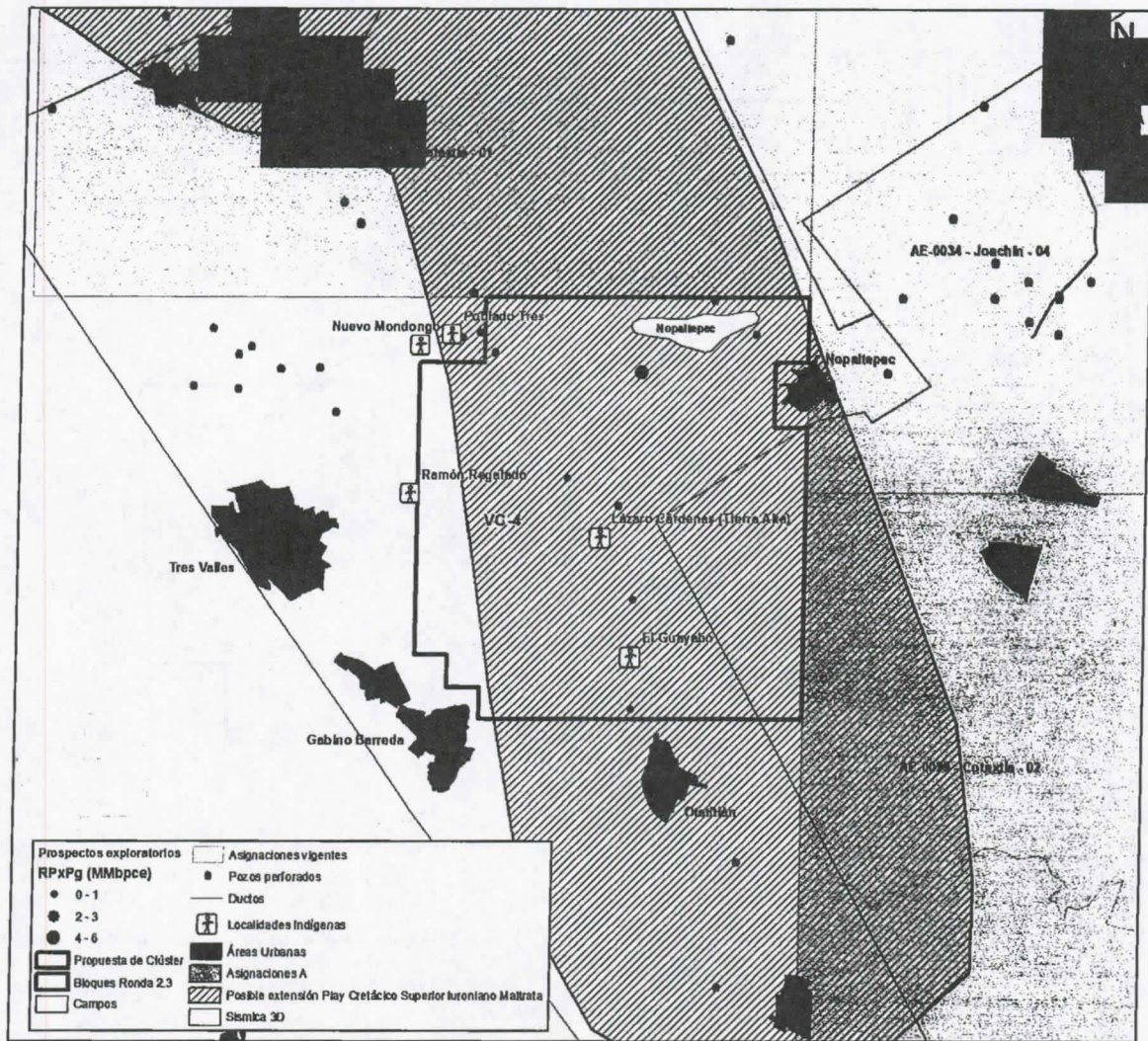


Figura 20. Mapa que indica la propuesta adicional de conformación del clúster VC-04 en La Cuenca de Veracruz para su licitación en la Ronda 2.3.

Finalmente, el clúster CS-06 cubre una superficie de 195.4 km², incluye los campos Sarlat y Macuspana, los cuales representan un volumen total remanente de aceite de 2.4 MMb y de gas de 1941 MMMpc de gas, incluyendo 11 prospectos exploratorios identificados con un total de recurso prospectivo de 24.6 MMbpce (Fig. 21). Dentro de este clúster se identificaron 2 comunidades indígenas rurales; Simón Sarlat y Simón Sarlat 2^a Sección, con una población indígena del 43% y 78% respectivamente. En este sentido y dado que la comunidad de Simón Sarlat se encuentra directamente sobre el campo Sarlat, éste clúster resulta propenso para la realización de un proceso de consulta indígena conducido por Sener.

Cabe resaltar, que el clúster CS-06 es contiguo al bloque Fortuna Nacional de la Ronda 1.3 cuyo licitante ganador fue la compañía Petrolera Perseus S.A. de C.V.

Considerando lo anterior, la propuesta adicional de 4 clústeres de exploración-extracción, además de presentar potencial relativamente bajo para la extracción, presenta 3 áreas que son propensas de realizar procesos de consulta indígena. Sin embargo, considerando la disponibilidad de campos en posesión del Estado, que sean candidatos a licitar con el mejor potencial remanente para la extracción y que cumplan con todos los criterios establecidos para su licitación, la propuesta constituye una opción adicional para su licitación.

Handwritten signatures and initials.

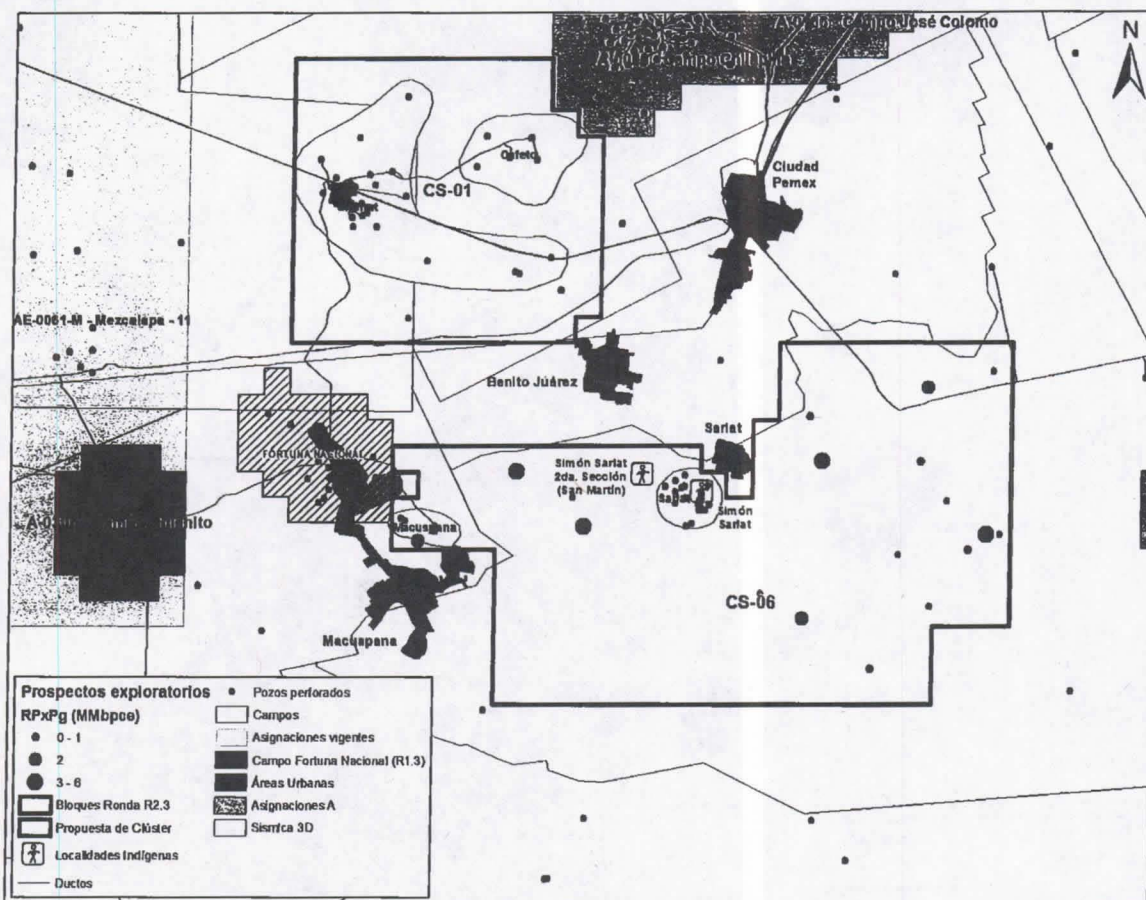


Figura 21. Mapa que indica la propuesta adicional de conformación del clúster CS-06 en las Cuencas del Sureste para su licitación en la Ronda 2.3.

Tabla 4. Propuesta adicional de clústeres de exploración-extracción, indicando el detalle de los campos contenidos en los clústeres; así como el desglose del volumen original remanente de acuerdo con la base de reservas al 1 de enero de 2016 y el recurso prospectivo documentado.

Provincia	Clúster Propuesto	Tipo de Hidrocarburo	*API	Superficie (km2)	Campos	Volumen Original Remanente Aceite (MMb)	Volumen Original Remanente Gas (MMMpc)	Op. Exploratorias	RP Documentado Total (Mmbpce)	Tipo de HC principal
Veracruz	VC-02	Aceite	14	251.4	Manuel Rodríguez Aguilar	1.98	0.45	4	3.16	Aceite ligero y gas seco
	VC-03	Aceite	21	231.7	Adolfo López Mateos	1.15	0.19	6	14.07	Aceite ligero y gas húmedo
		Gas			Acagual		2.68			
		Aceite	14		Mata Violín	0.78	0.04			
VC-04	Gas		119.2	Nopaltepec		160.2	4	7.23	Gas Seco	
Cuencas del Sureste	CS-06	Aceite, Gas	32	195.4	Sarlat	2.4	10.4	11	24.6	Aceite ligero y gas seco
					Macuspana		9.0			
Total 4 clústeres				797.6	7 campos	6.34	183.0	25	49.1	

Con miras a mejorar la materialidad de las áreas de exploración-extracción que se propongan para su licitación, principalmente respecto del volumen de hidrocarburos remanente, es necesario primero identificar qué criterio que resulta más restrictivo en la elección de campos, respecto del inventario con el que cuenta el Estado, en términos del volumen y tipo de hidrocarburo asociado.

De acuerdo con la información disponible y el análisis realizado por la Comisión, considerando como punto de partida aquellos campos con los que cuenta el Estado que presentan una sola restricción de entre los criterios establecidos, se identificaron 115 campos. Esto representa el 56% del total del catálogo de campos con los que cuenta el Estado. Este análisis se ilustra en las gráficas de la Figura 22.

La mayoría de los campos afectados para su selección en número, corresponde con campos que se encuentran dentro de Asignaciones de Pemex (43 campos) y en áreas donde se ha identificado un potencial de recursos no convencionales potencialmente viable (40). Mientras que en términos del volumen remanente, nuevamente los campos dentro de Asignaciones de Pemex y los campos ubicados en áreas con restricción ambiental, en conjunto representan el criterio que más limita la selección de campos que puedan ser licitados.

Este hecho, sugiere que por ejemplo, con una alternativa de restricción de columna completa acotada a los intervalos productores para aquellos campos dentro de Asignaciones de Pemex, en conjunto con la restricción de la columna completa que limite actividades en Plays no convencionales, se podría habilitar la opción de elección en 83 campos de extracción con volúmenes remanentes totales que ascienden a 189.1 MMb de aceite y 698.5 MMMpc de gas.

En este escenario, para el caso de los campos dentro de Asignaciones de Pemex, se complicaría otorgar un área adicional de exploración que permita sumar recursos prospectivos a partir de prospectos exploratorios, y para el caso de los campos ubicados en áreas con potencial no convencional, se limitaría la opción de evaluar recursos prospectivos en este tipo de Plays. Esto, aunado a la disminución del interés exploratorio que implica la restricción de intervalos geológicos potencialmente almacenadores de hidrocarburos para los eventuales licitantes.

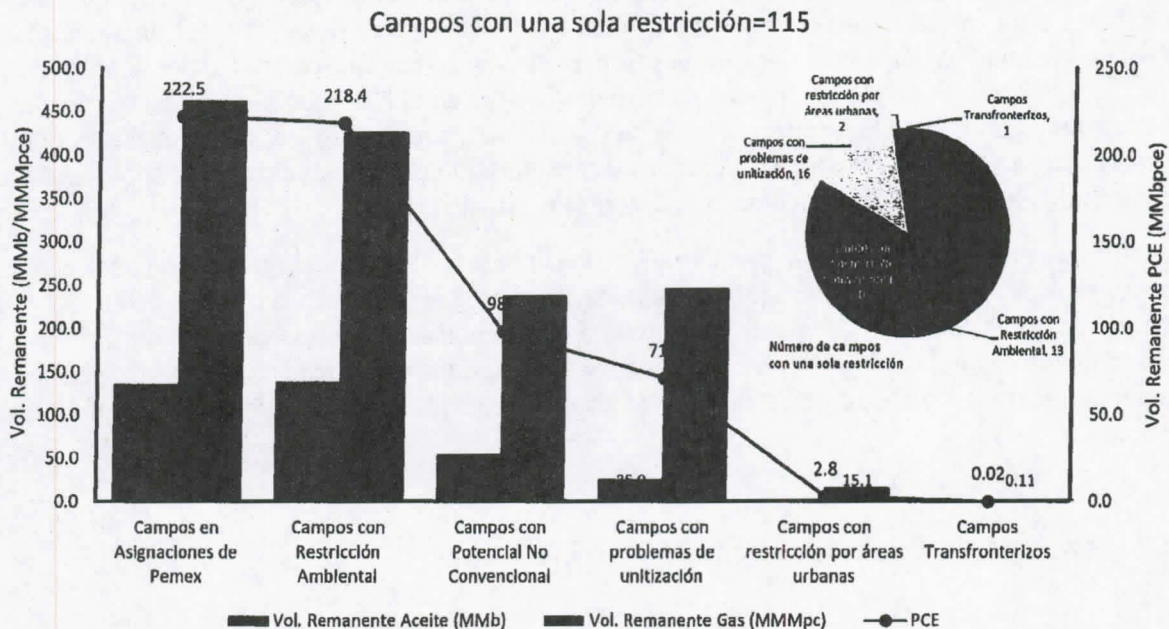


Figura 22. Gráficas que muestran los campos del total del catálogo con el que cuenta el Estado para su licitación, que presentaron una sola restricción de entre los criterios establecidos, indicando el número por categoría y sus volúmenes totales remanentes de aceite y gas asociados.

Los campos con una sola restricción, representan el 56% del total del catálogo de campos con los que cuenta el Estado, lo que implica el 74% del volumen remanente de aceite y 47% de gas. La intención de éste análisis, es coadyuvar en la identificación de la mejor alternativa para la conformación de áreas de exploración-extracción, que represente el mejor beneficio para el

Estado y condiciones técnicamente viables para los eventuales licitantes; que a su vez, facilite la administración de las áreas seleccionadas para licitación.

III.1 Consideraciones de la propuesta de áreas con respecto al Plan Quinquenal de Licitaciones

La propuesta plasmada en este documento para la conformación de la Ronda 2.3, toma en cuenta preferentemente el orden y la secuencia plasmada en el Plan Quinquenal de Licitaciones para la extracción. Considerando, que el Plan quinquenal publicado por Sener en su última versión, no prevé la posibilidad de clústeres conjuntos de exploración-extracción; es difícil empatar propuestas de exploración y extracción paralelamente con el Plan Quinquenal vigente para la presente propuesta de licitación.

Con base en la experiencia adquirida de las licitaciones previas de la Ronda Uno y la propuesta inicial de clústeres enviada por Sener, se solicita la asistencia técnica de la Comisión considerando preferentemente las siguientes premisas:

- Áreas con columna geológica completa.
- Evitar zonas de recursos no convencionales a una profundidad menor a 4,000 m.
- Zonas dónde el hidrocarburo sea preferentemente aceite, y
- Áreas no mayores a 200 km² (con miras a dirigir esta convocatoria a empresas de escala pequeña a media; preferentemente mexicanas de reciente conformación).

La necesaria consideración de las premisas anteriores para la conformación de la propuesta de clústeres para la R2.3, con las consideraciones contenidas en el desarrollo del documento, genera la modificación en la secuencia y orden de algunas áreas contractuales (tanto de extracción, como de exploración) que se tienen previstas en el Plan Quinquenal. Asimismo, se realizaron algunas modificaciones en la configuración de las áreas originalmente enviadas por Sener, ampliando la superficie de los bloques y considerando clústeres adicionales, con miras a aumentar el atractivo económico de los clústeres en esta licitación.

Cabe mencionar, que debido a la configuración de la malla base instruida por Sener, con la cual se determina la geometría de las áreas a licitar, existe la posibilidad de empalmes parciales sobre límites de áreas RAMSAR (convención relativa a los humedales de importancia internacional especialmente como hábitat de aves acuáticas) y áreas urbanas geoestadísticas, para lo cual la Sener verificará la viabilidad de estas posibles situaciones en la propuesta de conformación de bloques.

III.2 Propuesta de áreas de la Comisión para la R2.3

El resumen de las características de la propuesta inicial modificada, en conjunto con las características de los bloques adicionales propuestos se resume en la Tabla 5 y Figura 23. Dónde la propuesta de clústeres propuestos por la Comisión se enfatiza en la Tabla 6.

CW
P
[Handwritten signature]

Tabla 5. Resumen de las características de la propuesta inicial modificada, en conjunto con las características de los bloques adicionales (en letras azules) propuesta para la conformación de la R2.3

Provincia	Clúster Propuesto	Tipo de Hidrocarburo	*API	Sup. (km2)	Campos	VOR Aceite (MMb)	VOR Gas (MMMpc)	Op. Exploratorias	RP Doc. Total (Mmbpc)	Tipo de HC principal
Burgos	BG-02	Aceite y gas	62	163.0	Treviño	21.2	159.20	1	4.2	Gas húmedo
		Aceite y gas	56		Francisco Cano	9.4	86.50			
		Gas húmedo			Tundra	0	0.15			
		Total			3 campos	30.6	245.85			
	BG-03	Gas húmedo		199.6	Escobedo	0	9.17	1	5.4	Gas húmedo
		Gas húmedo			Palito Blanco	0	0.41			
		Gas húmedo			Níquel	0	0.11			
		Gas húmedo			Cruz	0	0.05			
		Total			4 campos	0	9.74			
	BG-04	Gas seco		199.3	Aquiles	0	2.29	5	17.1	Gas húmedo
Gas seco			Nutria		0	0.50				
Total			2 campos		0	2.79				
TOTAL BURGOS				561.9	13 campos	30.60	258.39	7	26.69	
Tampico Misantla	TM-01	Aceite y gas húmedo	30	72.1	Miguel Hidalgo	29.6	88.4	0	0.0	-
		Aceite y gas húmedo	27		Vicente Guerrero	8.6	4.8			
		Aceite y gas húmedo	18		Gutierrez Zamora	1.6	1.8			
	TOTAL TAMPICO-MISANTLA					3 campos	39.76	95.03	0	0
Veracruz	VC-01	Aceite	26	192.08	Tres Higueras	2.3	1.4	2	1.45	Gas húmedo
		Aceite	22		Plan de Oro	2.3	0.14			
		Aceite	14		Lagarto	0.38	0.04			
		Total			3 campos	5.0	1.5			
	VC-02	Aceite	14	251.4	Manuel Rodríguez	2.0	0.45	4	3.16	Aceite ligero y gas seco
		Total		1 campo	2.0	0.5				
	VC-03	Gas seco	21	231.7	Adolfo López Mateos	1.2	0.19	6	14.07	Aceite ligero y gas húmedo
		Gas húmedo			Acagual	0	2.7			
		Aceite	14		Mata Violín	0.78	0.04			
		Total			3 campos	1.9	2.9			
VC-04	Gas seco		119.2	Nopaltepec	0	160.2	4	7.23	Gas seco	
	Total		1 campo	0	160.2					
TOTAL VERACRUZ				794.3	8 campos	8.96	165.1	16	25.91	
Cuencas del Sureste	CS-01	Aceite, gas y condensado	32-45	102.5	Vernet	49.9	67.6	4	17.5	Gas húmedo y aceite
		Aceite, gas y condensado	35-65		Cafeto	21.1	47.3			
		Total			2 campos	71.0	114.9			
	CS-02			248.0	Bloques Exploratorios			5	19.4	Aceite ligero
	CS-03			215.1				7	21.7	Aceite ligero
	CS-04			244.7				6	31.7	Aceite ligero
	CS-05			249.9				6	42.3	Aceite ligero
	CS-06	Aceite y gas	32	195.4	Sarlat	2.4	10.4	11	49.1	Aceite ligero y gas seco
					Macuspana		9.0			
	TOTAL CUENCAS DEL SURESTE				1,255.5	4 campos	73.4	134.3	39	181.7
TOTAL 14 BLOQUES				2,683.8	24 Campos	152.8	652.8	62	234.3	

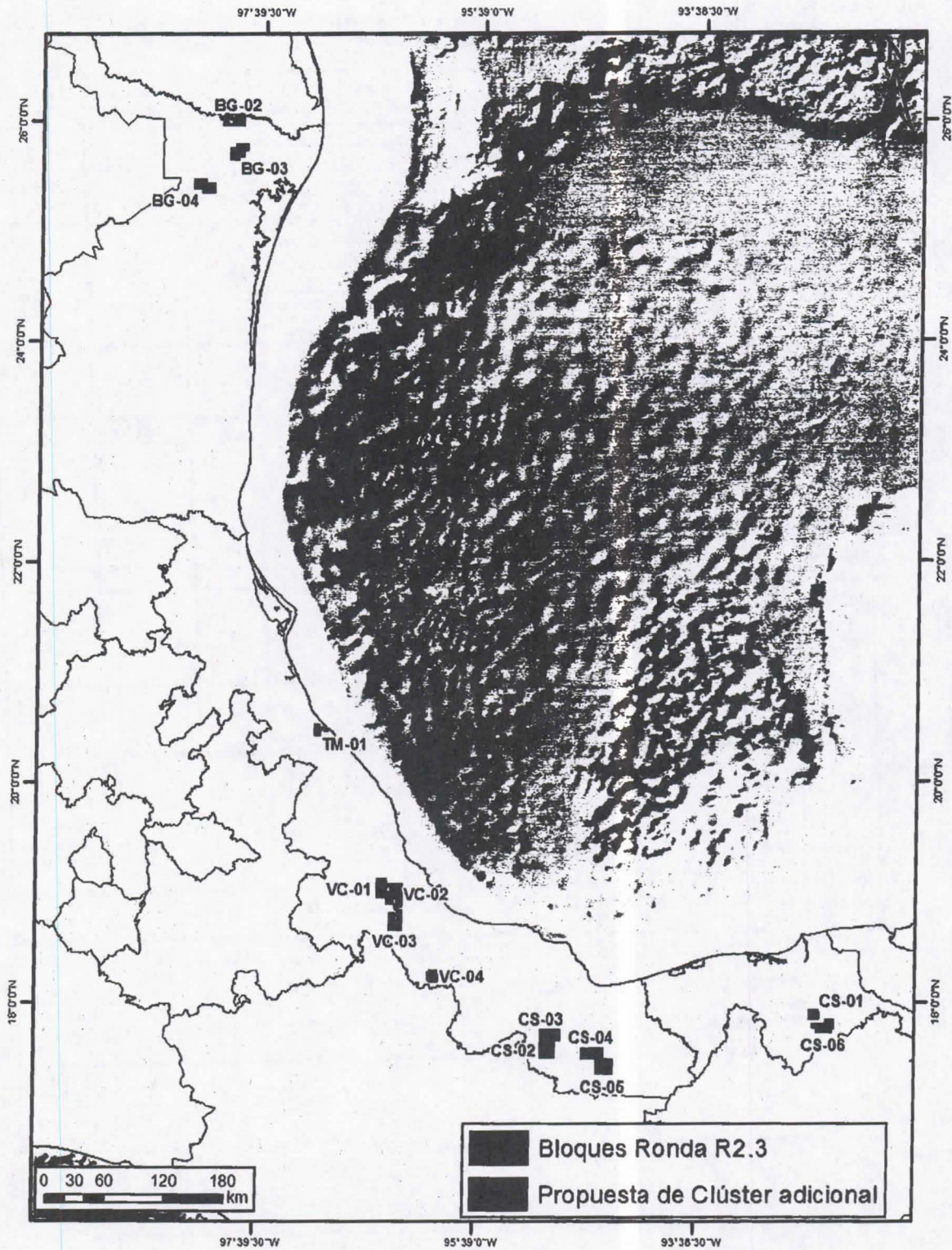


Figura 23. Mapa que muestra el panorama general de los ajustes a la propuesta inicial de clústeres enviada por Sener (bloques en rojo) y la propuesta adicional de bloques (bloques en azul) para la conformación de la Ronda 2.3.

[Handwritten signature]

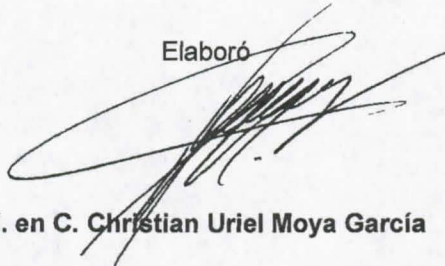
Tabla 6. Resumen de las características de la propuesta adicional de bloques propuestos por la Comisión para la conformación de la R2.3

Provincia	Clúster Propuesto	Tipo de Hidrocarburo	*API	Superficie (km2)	Campos	Volumen Original Remanente Aceite (MMb)	Volumen Original Remanente Gas (MMMpc)	Op. Exploratorias	RP Documentado Total (Mmbpce)	Tipo de HC principal
Veracruz	VC-02	Aceite	14	251.4	Manuel Rodríguez Aguilar	1.98	0.45	4	3.16	Aceite ligero y gas seco
	VC-03	Aceite	21	231.7	Adolfo López Mateos	1.15	0.19	6	14.07	Aceite ligero y gas húmedo
		Gas			Acagual		2.68			
		Aceite	14		Mata Violín	0.78	0.04			
VC-04	Gas		119.2	Nopaltepec		160.2	4	7.23	Gas Seco	
Cuencas del Sureste	CS-06	Aceite, Gas	32	195.4	Sarlat	2.4	10.4	11	24.6	Aceite ligero y gas seco
					Macuspana		9.0			
Total 4 clústeres				797.6	7 campos	6.34	183.0	25	49.1	

III.3 Recomendaciones

En razón de que esta propuesta de licitación de la Ronda 2.3 se trata de áreas terrestres y que se identificaron asentamientos sociales en torno a las áreas propuestas, el Órgano de Gobierno de esta Comisión considera prudente que junto con la solicitud del inicio de la licitación, se remitan los análisis y estudios de impacto social.

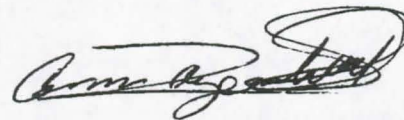
Elaboró



M. en C. Christian Uriel Moya García

Director General de Evaluación del Potencial Petrolero

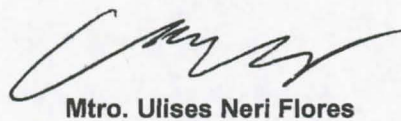
Elaboró



Ing. César Alejandro Mar Álvarez

Director General de Reservas y Recuperación Avanzada

Autorizó



Mtro. Ulises Neri Flores

Titular de la Unidad Técnica de Extracción

Autorizó



Ing. Carmen Laura Morales Recinos

Titular de la Unidad Técnica de Exploración