



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asistencia Técnica para definir áreas
contractuales en zonas terrestres, que
integrarán en la 2^a convocatoria de la Ronda
Dos

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Joaquín', is located in the bottom right corner of the page.

Abril, 2016

Contenido

CONTENIDO	2
I. ANTECEDENTES	3
II. ANÁLISIS	5
II.1 Propuesta de clústeres de exploración-extracción enviada por Sener ..	5
II.2 Análisis y evaluación de la propuesta de clústeres de exploración-extracción	8
III. RESULTADOS	12



I. Antecedentes

Mediante oficio 521.DGEEH.128/16 con fecha 14 de marzo de 2016 y recibido en la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) el 18 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía (Sener) solicitó asistencia técnica para definir las áreas contractuales en zonas terrestres que integrarían la 5ª convocatoria de la Ronda Uno. Para ello, se anexó una propuesta de áreas contractuales consolidada por la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (DGEEH) de Sener; que a su vez, fue evaluada conjuntamente con la Comisión, y derivada del intercambio de información y la elaboración de distintas propuestas de áreas que podrían integrar dicha convocatoria.

De acuerdo con lo manifestado por la DGEEH, la propuesta de integración de áreas contractuales enviada a esta Comisión considera un balance adecuado entre el valor esperado de los hidrocarburos y el riesgo asociado a su desarrollo, a partir de los siguientes elementos:

- Bloques que de preferencia incluyan Asignaciones de Resguardo "AR", campos petroleros y recursos prospectivos de hidrocarburos cercanos.
- Agrupaciones de áreas de exploración y campos por proximidad geográfica y cercanas a infraestructura de producción.
- Áreas de exploración de un tamaño aproximado a 400 km².
- Áreas que no estén contenidas en localidades urbanas, áreas naturales protegidas, manglares, ni en sitios RAMSAR.

De acuerdo con lo anterior, la Sener sugiere que esta Comisión evalúe la propuesta enviada y determine el orden de prelación que maximice la obtención de ingresos para el Estado y el éxito de la licitación. Adicionalmente requiere que la asistencia técnica contemple los siguientes criterios:

- Volúmenes de hidrocarburos y la obtención de ingresos para el Estado.
- Validación de la información del subsuelo y su relación con la posibilidad de desarrollo para la definición de los campos propuestos.
- Revisión de las configuraciones de las áreas de los campos propuestos.
- Agrupaciones de áreas de exploración y campos por volúmenes remanentes y prospectivos de hidrocarburos.
- Disponibilidad de información sísmica.
- Dar preferencia a áreas con asignaciones tipo AR.
- Evitar proponer áreas en localidades urbanas, en áreas naturales protegidas, en manglares y en sitios RAMSAR.
- Identificar para cada área la presencia de yacimientos no convencionales que tengan viabilidad comercial, y
- Otros que la Comisión considere convenientes.

Posteriormente, mediante oficio 521.DGEEH.136/16 con fecha del 23 de marzo de 2016, recibido en la Comisión el 28 de marzo y en alcance al oficio anterior 521.DGEEH.128/16. La Sener hace de conocimiento a la Comisión que la propuesta de áreas contractuales enviada, tomó en cuenta la información del informe de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero del 2015. Por lo que en caso de que la Comisión cuente con información o estudios adicionales, brinde a la Sener los elementos para que reconsidere la inclusión de campos en la convocatoria de referencia.

Finalmente, mediante oficio 521.DGEEH.154/16 con fecha del 12 de abril de 2016, recibido en la Comisión al día siguiente y en alcance a los oficios anteriores 521.DGEEH.136/16 y 521.DGEEH.128/16. Hace del conocimiento a la Comisión, que Sener ha determinado que las áreas contractuales contempladas para la 5ª convocatoria de la Ronda Uno, conformarán la 2ª convocatoria de la Ronda Dos.

Asimismo, reitera que este cambio no modifica la estrategia de selección de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en zonas terrestres, para la cual requirió asistencia técnica de la Comisión.

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 exploratorias propuestas, atendiendo en la manera de lo posible los criterios establecidos.

Como parte de los criterios considerados por la Comisión para la selección y propuesta de áreas, se realizó un ponderado de los clústeres de exploración propuestos por Sener como criterio para la definición, con base en el volumen original remanente y los recursos prospectivos documentados y no documentados. Adicionalmente, se identificó el potencial no convencional según la información disponible y se atendió la necesidad de realizar consultas sociales indígenas como criterio de selección en un clúster "piloto", para comenzar con el proceso de consulta sobre un área con alto potencial.



II. Análisis

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

La propuesta enviada por Sener para la definición de áreas de exploración-extracción correspondientes zonas terrestres, derivada del intercambio de información y la elaboración de distintas propuestas de áreas que podrían integrar dicha convocatoria entre la Sener y la Comisión, consiste en 36 clústeres de exploración-extracción, repartidos en 15 áreas en la Provincia de la Cuenca de Burgos, 6 áreas en Provincia de Tampico-Misantla, 3 áreas en la Provincia de la Cuenca de Veracruz y 8 áreas en la Provincia de las Cuencas del Sureste.

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

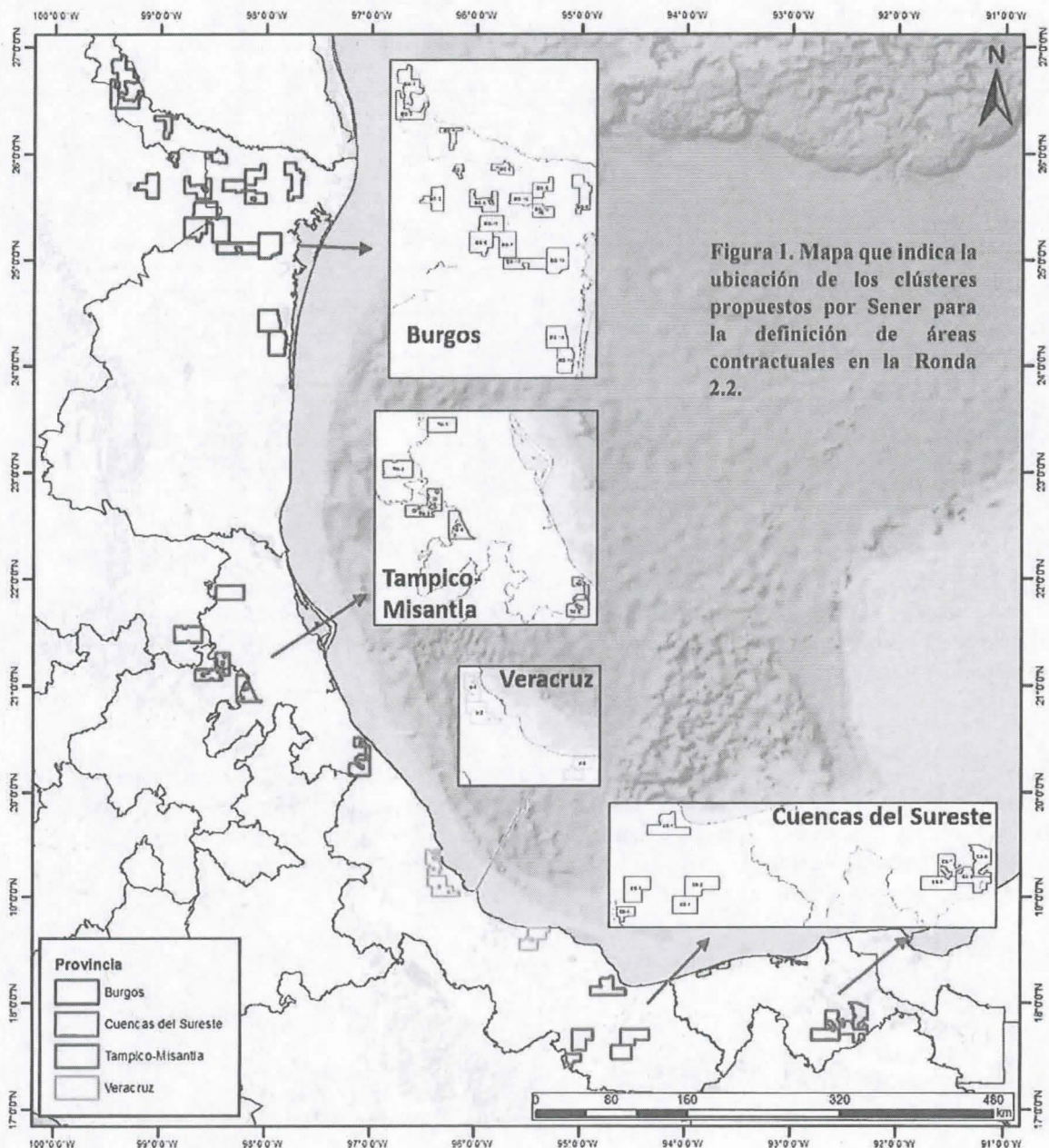


Tabla 1. Detalle del número de clúster, superficie, Provincia y número de Asignaciones tipo AR consideradas por Sener para la definición de las áreas contractuales en la Ronda 2.2.

Consecutivo	Clúster	Bloque	Superficie (km2)	Provincia	Número de Asignaciones AR consideradas
1	BG-1	A	455.3	Burgos	9
2	BG-2	A	396.6	Burgos	8
3	BG-3	A	354.6	Burgos	3
4	BG-4	A	90.0	Burgos	2
		B	182.0	Burgos	1
5	BG-5	A	360.1	Burgos	2
6	BG-6	A	447.6	Burgos	0
7	BG-7	A	440.0	Burgos	7
8	BG-8	A	444.6	Burgos	0
9	BG-9	A	262.7	Burgos	1
		B	185.4	Burgos	6
10	BG-10	A	242.3	Burgos	0
		B	240.9	Burgos	0
11	BG-11	A	374.3	Burgos	0
12	BG-12	A	412.9	Burgos	0
13	BG-13	A	485.7	Burgos	0
14	BG-14	A	420.3	Burgos	0
15	BG-15	A	371.5	Burgos	0
16	TM-1	A	402.5	Tampico-Misantla	0
17	TM-2	A	444.0	Tampico-Misantla	0
18	TM-3	A	501.3	Tampico-Misantla	0
19	TM-4	A	402.3	Tampico-Misantla	0
20	TM-5	B	190.6	Tampico-Misantla	2
21	TM-6	A	298.7	Tampico-Misantla	1
22	V-1	A	335.8	Veracruz	0
23	V-2	A	480.9	Veracruz	0
24	V-3	A	390.1	Veracruz	0
25	CS-1	A	135.4	Cuencas del Sureste	0
		B	300.0	Cuencas del Sureste	0
26	CS-2	A	390.8	Cuencas del Sureste	0
27	CS-3	A	390.9	Cuencas del Sureste	0
28	CS-5	A	392.5	Cuencas del Sureste	0
29	CS-6	A	308.5	Cuencas del Sureste	0
30	CS-7	A	227.7	Cuencas del Sureste	2
31	CS-8	A	324.3	Cuencas del Sureste	2
32	CS-9	A	323.9	Cuencas del Sureste	0

Adicionalmente, se indicó por parte de Sener aquellos clústeres que de acuerdo con su análisis y posición geográfica, necesitan un proceso de consulta indígena para su licitación. En el entendido, que en éste tipo áreas la Comisión proponga un clúster dónde se determine que existe alta prospectividad exploratoria y volúmenes descubiertos de hidrocarburos que maximicen la obtención de ingresos para el estado y a su vez, resulten atractivos para su licitación.

La Tabla 2 muestra en rojo los clústeres dónde es necesario conducir el proceso de consulta indígena, según el análisis realizado por Sener. De acuerdo con la información recibida, ningún clúster en las Provincias de la Cuenca de Burgos y Cuenca de Veracruz, están sujetos al proceso de consulta indígena. Mientras que en la mitad de los clústeres propuestos en la Provincia de Tampico-Misantla y en 5 clústeres de un total de 9 en la Provincia de Cuencas del Sureste, es necesario llevar a cabo la consulta.

Tabla 2. Propuesta de clústeres enviada por Sener, indicando en rojo las áreas que por su condición social y ubicación geográfica es necesario conducir el proceso de consulta indígena, según el análisis realizado por Sener.

Consecutivo	Clúster	Bloque	Provincia	Opción/Consulta
1	BG-1	A	Burgos	Opción
2	BG-2	A	Burgos	Opción
3	BG-3	A	Burgos	Opción
4	BG-4	A	Burgos	Opción
		B	Burgos	Opción
5	BG-5	A	Burgos	Opción
6	BG-6	A	Burgos	Opción
7	BG-7	A	Burgos	Opción
8	BG-8	A	Burgos	Opción
9	BG-9	A	Burgos	Opción
		B	Burgos	Opción
10	BG-10	A	Burgos	Opción
		B	Burgos	Opción
11	BG-11	A	Burgos	Opción
12	BG-12	A	Burgos	Opción
13	BG-13	A	Burgos	Opción
14	BG-14	A	Burgos	Opción
15	BG-15	A	Burgos	Opción
16	TM-1	A	Tampico-Misantla	Opción
17	TM-2	A	Tampico-Misantla	Consulta
18	TM-3	A	Tampico-Misantla	Consulta
19	TM-4	A	Tampico-Misantla	Consulta
20	TM-5	B	Tampico-Misantla	Opción
21	TM-6	A	Tampico-Misantla	Opción
22	V-1	A	Veracruz	Opción
23	V-2	A	Veracruz	Opción
24	V-3	A	Veracruz	Opción
25	CS-1	A	Cuencas del Sureste	Opción
		B	Cuencas del Sureste	Opción
26	CS-2	A	Cuencas del Sureste	Opción
27	CS-3	A	Cuencas del Sureste	Opción
28	CS-5	A	Cuencas del Sureste	Consulta
29	CS-6	A	Cuencas del Sureste	Consulta
30	CS-7	A	Cuencas del Sureste	Consulta
31	CS-8	A	Cuencas del Sureste	Consulta
32	CS-9	A	Cuencas del Sureste	Consulta

De acuerdo con la información proporcionada por Sener, la Comisión realizó el análisis y la ponderación de las áreas de acuerdo con su respectivo recurso prospectivo, el volumen original remanente, la viabilidad del potencial desarrollo en Plays no convencionales y enfocándose en una propuesta sin condiciones sociales adversas que dificulten su próxima licitación.

Considerando que derivado de los trabajos previos entre funcionarios de la Sener y la Comisión, el intercambio de información y la evaluación conjunta de distintas áreas. La propuesta actual de antemano cumple con los criterios de dar preferencia a incluir asignaciones tipo AR, campos petroleros y recursos prospectivos de hidrocarburos cercanos, clústeres agrupados por proximidad geográfica y cercanas a infraestructura petrolera, tamaños de áreas aproximadas a 400 km² y no estar contenidas en localidades urbanas, áreas naturales protegidas, manglares, ni sitios RAMSAR.

Cabe mencionar, que a la fecha de elaboración de esta asistencia técnica, la Comisión no cuenta con la información sísmica relacionada a los clústeres propuestos que permita validar la información del subsuelo.



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

A partir de la propuesta enviada por Sener, se realizó el cálculo del recurso prospectivo documentado y no documentado con riesgo de cada uno de los clústeres, considerando la información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias vigente a la fecha (BDOE IV, 2014), la información de la Base de Reservas al 1 de enero del 2015 y la información con la que cuenta la Comisión respecto a la existencia y recursos prospectivos en Plays no convencionales de aceite y gas en lutitas.

Para el caso de la estimación de 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. El cálculo se llevó a cabo de acuerdo al método volumétrico petrofísico, el cual involucra la superficie prospectiva a evaluar, valores de espesores, porosidad, saturación, factor volumétrico de formación, factor de recuperación y una probabilidad de riesgo geológico ponderados de acuerdo con el Play y la Provincia Geológica.

Asimismo, se consideró un límite técnico para el desarrollo en la profundidad de dichos Plays en un mínimo de 1,000 m y un máximo de 4,000 m de profundidad. Las zonas con profundidades menores a 1,000 m tienen baja presión y una baja concentración de gas. Además, las formaciones de lutitas someras tienen los riesgos de presentar un mayor contenido de agua en sus sistemas naturales de fracturamiento. Por otro lado, las áreas con profundidades mayores a 4,000 metros tienen riesgos de porosidad reducida por efecto de la compactación, zonas geopresurizadas, ventanas operativas estrechas y operaciones complejas por manejar herramientas sensibles a grandes profundidades, con un riesgo muy alto de perder el pozo.

Considerando lo anterior, los clústeres en las Provincias de Burgos y de Tampico-Misantla, son los que presentan un potencial importante de recursos no convencionales en los Plays Jurásico y Cretácico. Para el caso de la Provincia de la Cuenca de Burgos, este potencial se enfoca en los clústeres BG-1, BG-2 y BG-3, mientras que para Tampico-Misantla se enfoca en los clústeres TM-1, TM-2, TM-3, TM-4 y TM-6; todos con recursos prospectivos potenciales mayores a 60 MMbpce.

Considerando la distribución regional de profundidades para los Plays no convencionales Jurásico y Cretácico, los bloques mencionados anteriormente presentan condiciones geoquímicas y operativas donde la prospectividad en este tipo de yacimientos es potencialmente viable, por lo que no se consideran dados los criterios establecidos por Sener (Fig. 2).

La Tabla 3 muestra las estimaciones de recurso prospectivo convencional y no convencional, así como el número de campos abarcados en cada bloque y el volumen original remanente correspondiente. Esta propuesta de bloques representa un total de 12,407 km², un recurso prospectivo convencional y no convencional total de 1,061.9 MMbpce y 1,924.7 MMbpce respectivamente, y un volumen original remanente de 312 MMbpce distribuido en 80 campos descubiertos.

Una vez estimado el recurso prospectivo, identificado los clústeres donde existe potencial no convencional importante y considerando aquellos clústeres donde es necesario realizar consulta a las comunidades y pueblos indígenas, se realizó una ponderación de los clústeres para establecer el orden de prelación con base en el volumen remanente de los campos ubicados dentro de los clústeres y el recurso prospectivo convencional.

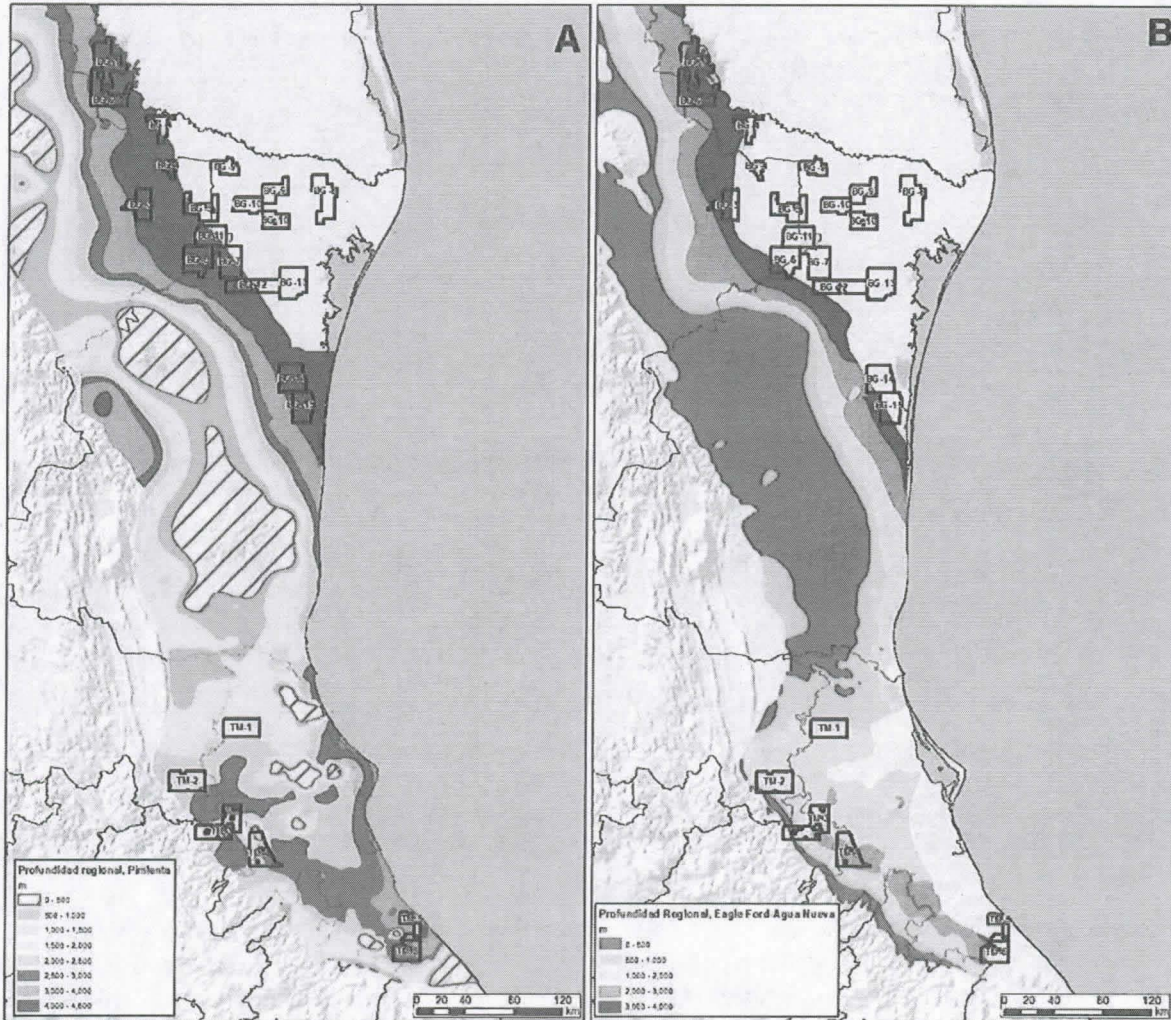


Figura 2. Mapa que muestra la distribución regional de profundidades para los Plays no convencionales Jurásico Superior Titoniano Pimienta (A) y Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford-Agua Nueva (B) respecto de los clústeres propuestos en las Provincias de Burgos y Tampico-Misantla. Aquellos clústeres dónde la profundidad de los Plays entre 1,000-4,000 m, presentan condiciones geológicas y operativas dónde la prospectividad en este tipo de yacimientos es potencialmente viable.

El orden de prelación propuesto, considera una ponderación por clúster del 50% al volumen original remanente, 35% al recurso prospectivo documentado y 15% al recurso prospectivo no documentado, dónde cada valor individual está normalizado contra el valor mayor de cada categoría. Esta metodología da preferencia al recurso de hidrocarburos con menor riesgo y menor preferencia al recurso dónde la incertidumbre es mayor.

En este sentido, clúster más atractivo del conjunto propuesto es aquel que presenta el mayor volumen descubierto de hidrocarburos (campos), en conjunto con el recurso prospectivo en función de la cantidad y volumen de los prospectos documentados. Por lo que se infiere que el mejor beneficio para el Estado estará en aquellos clústeres mejor ponderados.

La Tabla 4 muestra la tabla general de los clústeres propuestos considerando el orden de prelación antes mencionado, dónde se indican aquellos bloques con condiciones de restricción por causa de la necesidad del proceso de consulta social y dónde el potencial no convencional estimado es alto y potencialmente viable.

Tabla 3. Detalle del área, principal tipo de hidrocarburo volumen original remanente de los campos descubiertos y recursos prospectivos totales convencionales y no convencionales (calculados con riesgo) para los clústeres propuestos en áreas terrestres para la Ronda 2.2., considerando aquellos bloques dónde es necesario llevar a cabo el proceso de consulta indígena

Condición	Cluster	Hidrocarburo principal	Sup (km2)	Campos	Prospectos Exploratorios	V.O. Rem (MMbpc)	RP Documentado (MMbpc)	RP Adicional (MMbpc)	RP Total (MMbpc)	Prospectiva No Convencional (<4,000m)	RP Tronlano No Convencional (MMbpc)	RP Turonlano No Convencional (MMbpc)	RP No Convencional Total (MMbpc)
Opción	BG-1	Gas H	455.3	11	10	24	18.9	17.1	36	Si		108.5	108.5
Opción	BG-2	Gas H	396.6	11	16	19.4	36.9	13.8	50.6	Si	1.76	94.53	96.29
Opción	BG-3	Gas S	354.6	7	5	5.5	13.7	17.3	31	Si	2.79	59.55	62.34
Opción	BG-4	Gas	272	5	3	12.4	3.5	11.4	14.9	Si		11.29	11.29
Opción	BG-5	Gas H	360.1	3	12	4.6	34.6	9.7	44.3	No			
Opción	BG-6	Gas H	447.6	5	10	14.1	15.7	21	36.7	Si		23.57	23.57
Opción	BG-7	Gas H	440	8	6	20.7	18	8.7	26.7	No			
Opción	BG-8	Gas H	444.6	6	9	31.8	32.6	1.8	34.4	No			
Opción	BG-9	Aceite	448.1	11	8	17.8	24.1	6.5	30.6	No			
Opción	BG-10	Aceite	483.2	2	11	8.4	43.3	6.9	50.2	No			
Opción	BG-11	Aceite	374.3	0	11	0	22.6	11.3	33.9	No			
Opción	BG-12	Aceite	412.9	0	6	0	19.7	7.3	26.9	No		2.24	2.24
Opción	BG-13	Aceite	485.7	0	8	0	25.1	5	30.1	No			
Opción	BG-14	Gas H	420.3	0	12	0	57.1	2.8	59.9	Si	0.54	4.98	5.52
Opción	BG-15	Aceite	371.5	0	11	0	44.3	2.1	46.4	Si	0.05	7.91	7.96
Opción	TM-1	Aceite	402.5	0	7	0	16.5	4	20.5	Si	289.8	99.11	388.91
Consulta	TM-2	Aceite	444	0	5	0	14.5	3.4	17.8	Si	145.66	62	207.66
Consulta	TM-3	Aceite	501.3	0	9	0	21	3.3	24.3	Si	360.9	52	412.9
Consulta	TM-4	Aceite	402.3	0	5	0	17.8	5	22.8	Si	199.16	297.17	496.33
Opción	TM-5	Aceite	190.6	2	1	11.5	1.4	2.6	4	Si	19.02		19.02
Opción	TM-6	Aceite L	298.7	3	2	40.2	6.4	3.7	10.1	Si	72.35	9.79	82.14
Opción	V-1	Gas	335.8	0	11	0	25.9	6.8	32.7	No			
Opción	V-2	Gas	480.9	0	9	0	20.4	9.8	30.2	No			
Opción	V-3	Gas	390.1	0	7	0	9.9	6.2	16.1	No			
Opción	CS-1	Aceite y Gas	435.4	0	11	0	46.2	8.3	54.5	No			
Opción	CS-2	Gas	390.8	0	4	0	12.8	13.9	26.7	No			
Opción	CS-3	Aceite L	390.9	0	12	0	41.1	2	49.1	No			
Consulta	CS-5	Aceite	392.5	0	5	0	38.9	1.9	40.9	No			
Consulta	CS-6	Aceite	308.5	0	3	0	11.2	13.7	25	No			
Consulta	CS-7	Aceite	227.7	2	9	94.3	38.2	12.3	50.5	No			
Consulta	CS-8	Gas	324.3	4	10	7.3	29.1	17	46	No			
Consulta	CS-9	Aceite	323.9	0	12	0	29.4	14.6	44.1	No			
TOTAL	32		12,407	80	260	312	790.8	271.2	1,061.9		1,092.0	832.64	1,924.7

De acuerdo con el orden de prelación propuesto, 13 clústeres del total presentan alguna condición de restricción para su selección; dónde de los 15 mejores bloques, 6 presentan potencial no convencional alto o condición de consulta indígena. Considerando las opciones viables sin alguna restricción y de acuerdo con el orden de prelación, la comisión considera la definición de 12 clústeres como propuesta para la Ronda 2.2.

Considerando las opciones viables y el orden de prelación, se proponen 9 clústeres en la Provincia de la Cuenca de Burgos y 2 clústeres en la Provincia de las Cuencas del Sureste. Adicionalmente, considerando que el clúster CS-7 mejor ponderado, con un volumen de aceite remanente de 94.3 MMbbls asociado a dos campos y un recurso prospectivo total de 50.5 MMbpc, presenta necesidad de realizar consulta indígena. Éste es el mejor candidato para llevar a cabo dicho proceso.

El clúster CS-7 presenta las mejores condiciones que permitan darle el mejor beneficio al Estado de la propuesta original, en términos del éxito de la licitación, volúmenes de hidrocarburos y recurso prospectivo. Adicionalmente se encuentra situado dentro de un alineamiento de campos petroleros que coadyuvan a la posibilidad de general economías de escala, infraestructura de producción y se encuentra adyacente a un campo licitado durante la Ronda 1.3.

Además de los 11 clústeres mejor posicionados según el orden de prelación propuesto y sin alguna condición de restricción; 9 clústeres en la Provincia de la Cuenca de Burgos y 2 clústeres en la Provincia de las Cuencas del Sureste, se propone un clúster 12 en la Provincia de las Cuencas del Sureste a manera de un clúster "piloto" dónde llevar a cabo el proceso de consulta indígena.

Tabla 4. Tabla general de los clústeres propuestos considerando el orden de prelación ponderado, dónde se indican aquellos bloques con condiciones de restricción por causa de la necesidad del proceso de consulta social y dónde el potencial no convencional estimado es alto y potencialmente viable.

Condición	Cluster	Hidrocarburo principal	Superficie (km2)	Campos	Prospectos Exploratorios	V.O. Rem PCE (Mmbpce)	RP documentado (Mmbpce)	RP Adicional (Mmbpce)	RP Total (Mmbpce)	RP Tronfano No Convencional (Mmbpce)	RP Turoniano No Convencional (Mmbpce)	RP No Convencional Total (MMMbpce)	Orden de prelación (0.5VOP)+(0.35 RP2P)+(0.15 RP2A)
Consulta	CS-7	Aceite	227.7	2	9	94.3	38.2	12.3	50.5				1
Potencial NC Alto	BG-2	Gas	396.6	11	16	19.4	36.9	13.8	50.6	1.8	94.5	96.3	2
Opción	BG-8	Gas	444.6	6	9	31.8	32.6	1.8	34.4				3
Opción	BG-14	Gas	420.3	0	12	0.0	57.1	2.8	59.9	0.5	5.0	5.5	4
Opción	BG-10	Aceite	483.2	2	11	8.4	43.3	6.9	50.2				5
Potencial NC Alto	BG-1	Gas	455.3	11	10	24.0	18.9	17.1	36.0		108.5	108.5	6
Opción	CS-1	Gas	435.4	0	11	0.0	46.2	8.3	54.5				7
Consulta	CS-8	Gas	324.3	4	10	7.3	29.1	17.0	46.0				8
Opción	BG-6	Gas	447.6	5	10	14.1	15.7	21.0	36.7		23.6	23.6	9
Opción	BG-5	Gas	360.1	3	12	4.6	34.6	9.7	44.3				10
Opción	BG-9	Aceite	448.1	11	8	17.8	24.1	6.5	30.6				11
Opción	BG-15	Aceite	371.5	0	11	0.0	44.3	2.1	46.4	0.1	7.9	8.0	12
Opción	BG-7	Gas	440.0	8	6	20.7	18.0	8.7	26.7				13
Consulta	CS-9	Aceite	323.9	0	12	0.0	29.4	14.6	44.1				14
Potencial NC Alto	TM-6	Aceite	298.7	3	2	40.2	6.4	3.7	10.1	72.4	9.8	82.1	15
Opción	CS-3	Gas	390.9	0	12	0.0	41.1	2.0	43.1				16
Consulta	CS-5	Aceite	392.5	0	5	0.0	38.9	1.9	40.9				17
Potencial NC Alto	BG-3	Gas	354.6	7	5	5.5	13.7	17.3	31.0	2.8	59.6	62.3	18
Opción	BG-11	Aceite	374.3	0	11	0.0	22.6	11.3	33.9				19
Opción	V-1	Gas	335.8	0	11	0.0	25.9	6.8	32.7				20
Opción	V-2	Gas	480.9	0	9	0.0	20.4	9.8	30.2				21
Opción	BG-13	Aceite	485.7	0	8	0.0	25.1	5.0	30.1				22
Opción	CS-2	Gas	390.8	0	4	0.0	12.8	13.9	26.7				23
Opción	BG-12	Aceite	412.9	0	6	0.0	19.7	7.3	26.9		2.2	2.2	24
Opción	BG-4	Gas	272.0	5	3	12.4	3.5	11.4	14.9		11.3	11.3	25
Consulta	CS-6	Aceite	308.5	0	3	0.0	11.2	13.7	25.0				26
Consulta/Potencial NC Alto	TM-3	Aceite	501.3	0	9	0.0	21.0	3.3	24.3	360.9	52.0	412.9	27
Consulta/Potencial NC Alto	TM-4	Aceite	402.3	0	5	0.0	17.8	5.0	22.8	199.2	297.2	496.3	28
Potencial NC Alto	TM-1	Aceite	402.5	0	7	0.0	16.5	4.0	20.5	289.8	99.1	388.9	29
Potencial NC Alto	TM-2	Aceite	444.0	0	5	0.0	14.5	3.4	17.8	145.7	62.0	207.7	30
Opción	V-3	Gas	390.1	0	7	0.0	9.9	6.2	16.1				31
Opción	TM-5	Aceite	190.6	2	1	11.5	1.4	2.6	4.0	19.0		19.0	32
Total		32	12,407.0	80	260	312.0	790.9	270.8	1,061.8	1,092.0	832.6	1,924.7	

III. Resultados

De acuerdo con el orden de prelación a partir del ponderado entre el volumen original remanente, el recurso prospectivo documentado y no documentado correspondiente a cada clúster y las restricciones sobre condiciones de consulta indígena y la existencia de recursos no convencionales de aceite y gas en lutitas potencialmente viable para su desarrollo. La propuesta para la definición de clústeres a licitar en el marco de la ronda 2.2, consiste de 9 clústeres en la Provincia de la Cuenca de Burgos y 2 clústeres en la Provincia de las Cuencas del Sureste, incluyendo la propuesta de 1 clúster "piloto" en la Provincia de las Cuencas del Sureste para llevar a cabo el proceso de consulta, posicionado como el mejor de acuerdo con el orden de prelación realizado.

Los clústeres propuestos en la Provincia de la Cuenca de Burgos se muestra en el mapa de la Figura 3 y la Tabla 5.

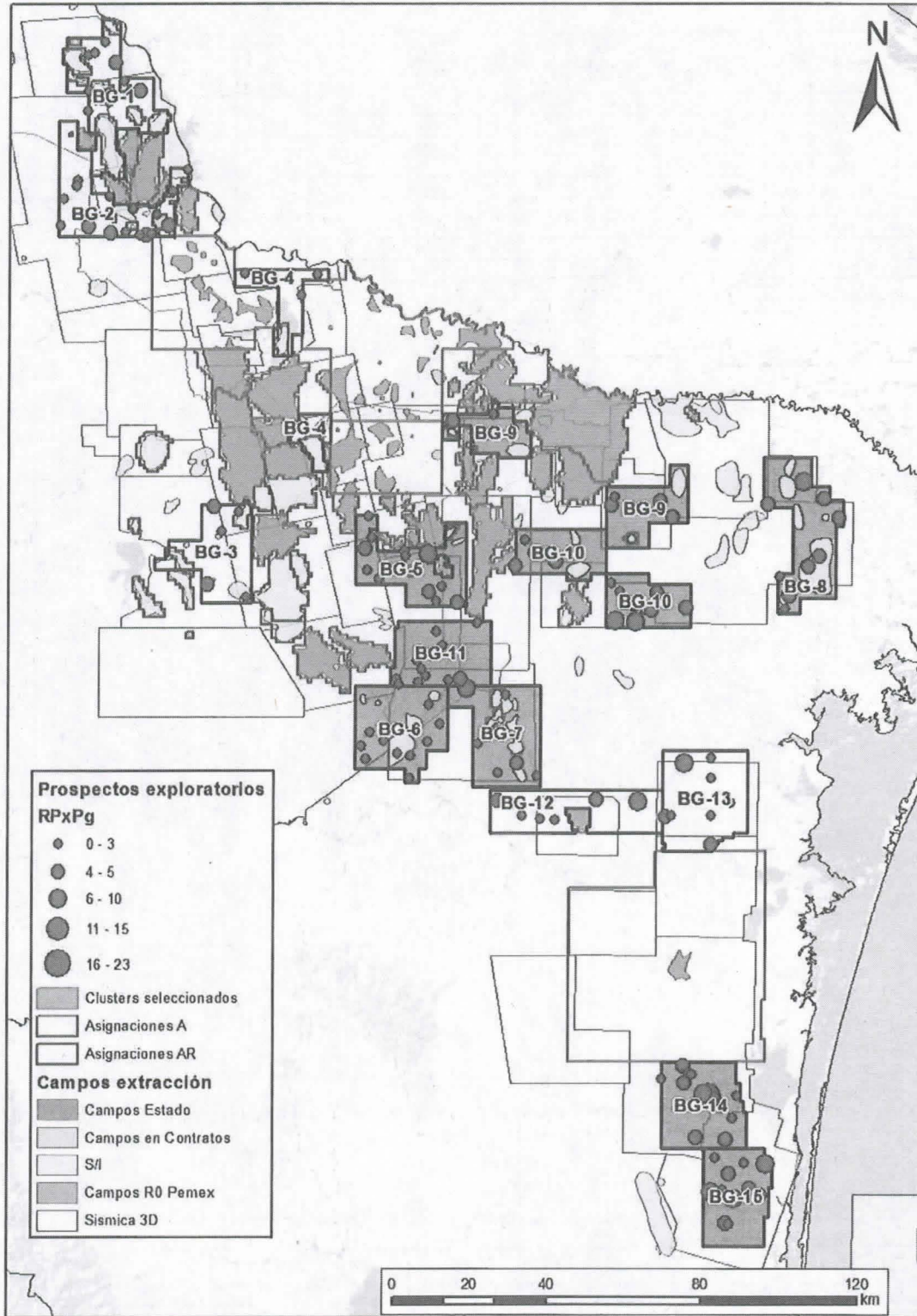


Figura 3. Mapa que muestra los clústeres seleccionados (en azul) en la Provincia de la Cuenca de Burgos para la definición de la Ronda 2.2

✓
[Handwritten signature]

Tabla 5. Detalle de los clústeres seleccionados para la definición de la Ronda 2.2 en la Provincia de la Cuenca de Burgos

Selección de áreas	Cluster	Hidrocarburo principal	Sup (km2)	Campos	Prospectos Exploratorios	V.O. Rem PCE (Mmbpce)	RP documentado (Mmbpce)	RP Adicional (Mmbpce)	RP Total (MMbpce)	Prospectiva No Convencional (<4,000m)	RP Titoniano No Convencional (Mmbpce)	RP Turoniano No Convencional (Mmbpce)	RP No Convencional Total (Mmbpce)	Orden de prelación (0.5V0)+(0.35RP2)+(0.15RPAd)
1	BG-8	Gas H	444.6	6	9	31.8	32.6	1.8	34.4	No				3
2	BG-14	Gas H	420.3	0	12	0	57.1	2.8	59.9	Si	0.54	4.98	5.52	4
3	BG-10	Aceite	483.2	2	11	8.4	43.3	6.9	50.2	No				5
5	BG-6	Gas H	447.6	5	10	14.1	15.7	21	36.7	Si		23.57	23.57	9
6	BG-5	Gas H	360.1	3	12	4.6	34.6	9.7	44.3	No				10
7	BG-9	Aceite	448.1	11	8	17.8	24.1	6.5	30.6	No				11
8	BG-15	Aceite	371.5	0	11	0	44.3	2.1	46.4	Si	0.05	7.91	7.96	12
9	BG-7	Gas H	440	8	6	20.7	18	8.7	26.7	No				13
11	BG-11	Aceite	374.3	0	11	0	22.6	11.3	33.9	No				19
Total			3,789.70	35	90	97.4	292.3	70.8	363.1		0.59	36.46	37.05	

Los clústeres propuestos en la Provincia de las Cuencas del Sureste se muestra en el mapa de la Figura 4 y la Tabla 6.

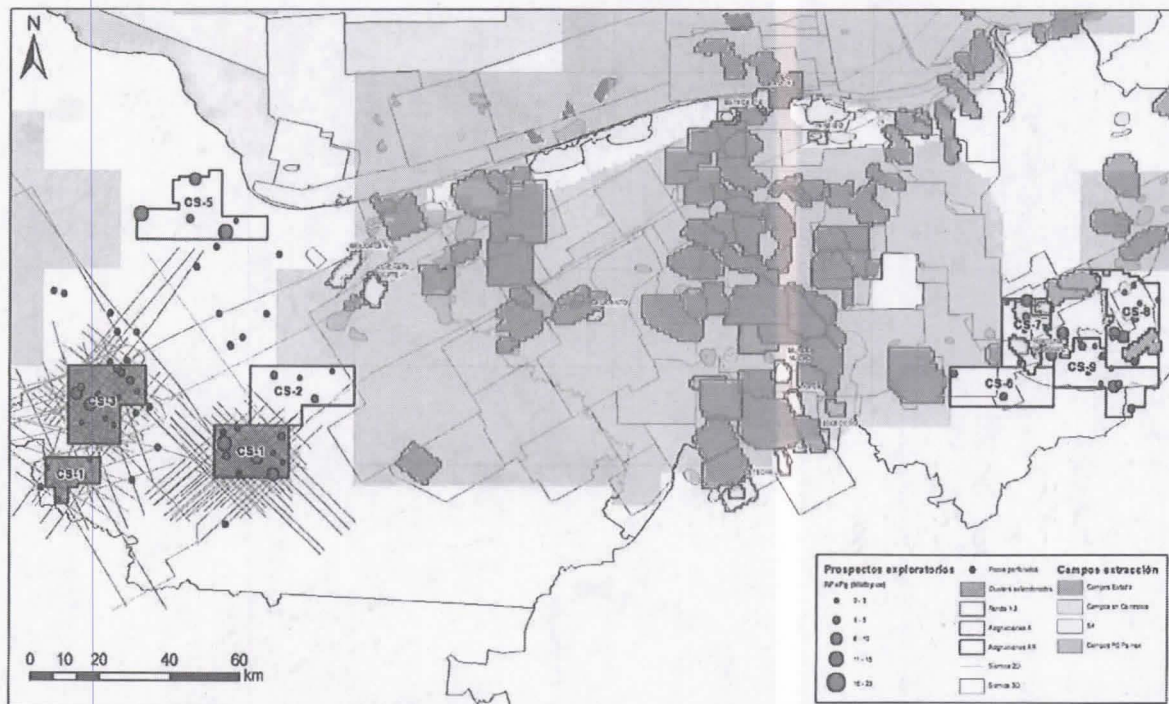


Figura 4. Mapa que muestra los clústeres seleccionados (en azul) en la Provincia de las Cuencas del Sureste para la definición de la Ronda 2.2

Tabla 6. Detalle de los clústeres seleccionados para la definición de la Ronda 2.2 en la Provincia de las Cuencas del Sureste

Selección de áreas	Cluster	Hidrocarburo principal	Sup (km2)	Campos	Prospectos Exploratorios	V.O. Rem PCE (Mmbpce)	RP documentado (Mmbpce)	RP Adicional (Mmbpce)	RP Total (MMbpce)	Prospectiva No Convencional (<4,000m)	Orden de prelación (0.5V0)+(0.35RP2)+(0.15RPAd)
4	CS-1	Aceite y Gas S	435.4	0	11	0	46.2	8.3	54.5	No	7
10	CS-3	Aceite L	390.9	0	12	0	41.1	2	43.1	No	16
Total			826.30	0	23	0	87.3	10.3	460.7		

El clúster propuesto como “piloto” para la realización de consulta indígena en la Provincia de las Cuencas del Sureste se muestra en el mapa de la Figura 5 y la Tabla 7.

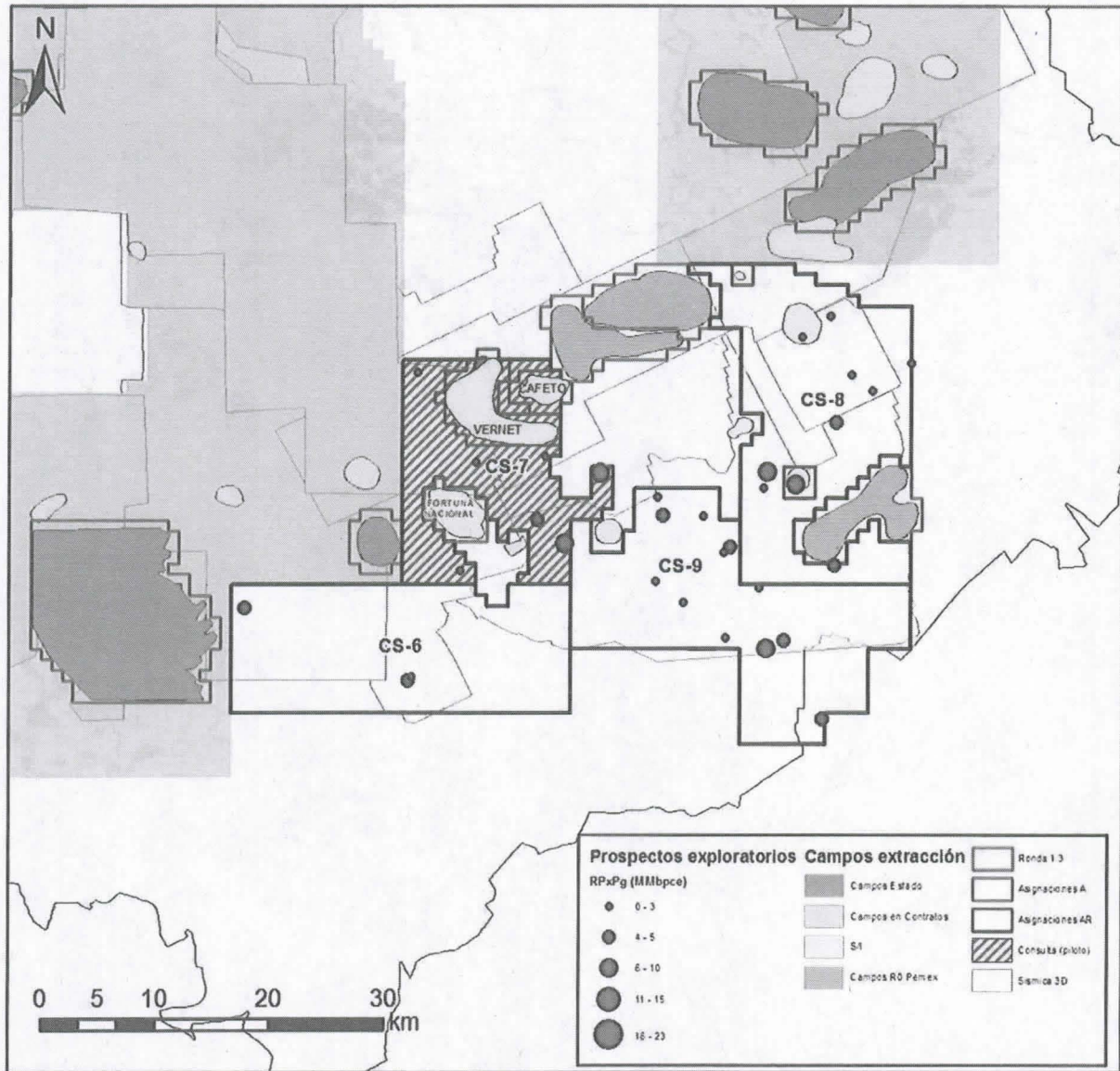


Figura 5. Mapa que muestra el clúster propuesto como “piloto” para la realización de consulta indígena (en ashurado azul) en la Provincia de las Cuencas del Sureste para la definición de la Ronda 2.2

Tabla 7. Detalle del clúster propuesto como “piloto” para la realización de consulta indígena para la definición de la Ronda 2.2 en la Provincia de las Cuencas del Sureste

Selección de áreas	Cluster	Hidrocarburo principal	Sup [km2]	Campos	Prospectos Exploratorios	V.O. Rem PCE (Mmbpc)	RP documentado (Mmbpc)	RP Adicional (Mmbpc)	RP Total (Mmbpc)	Prospectiva No Convencional (<4,000m)	Orden de prelación (0.5V0)+(0.35RPxPg)+(0.15RPA4)
Consulta	CS-7	Aceite	227.7	2	9	94.3	38.2	12.3	50.5	No	1

La selección de 11 clústeres para la definición de áreas a licitar en la Ronda 2.2 y la adición de un clúster "piloto" para la realización de consulta indígena propuesta por la Comisión se muestra de manera general en el mapa de la Figura 6. Adicionalmente, la Tabla 8 muestra los clústeres seleccionados, el detalle de la condición, volumen original, recursos prospectivos y el orden de prelación incluyendo los clústeres que no fueron seleccionados.

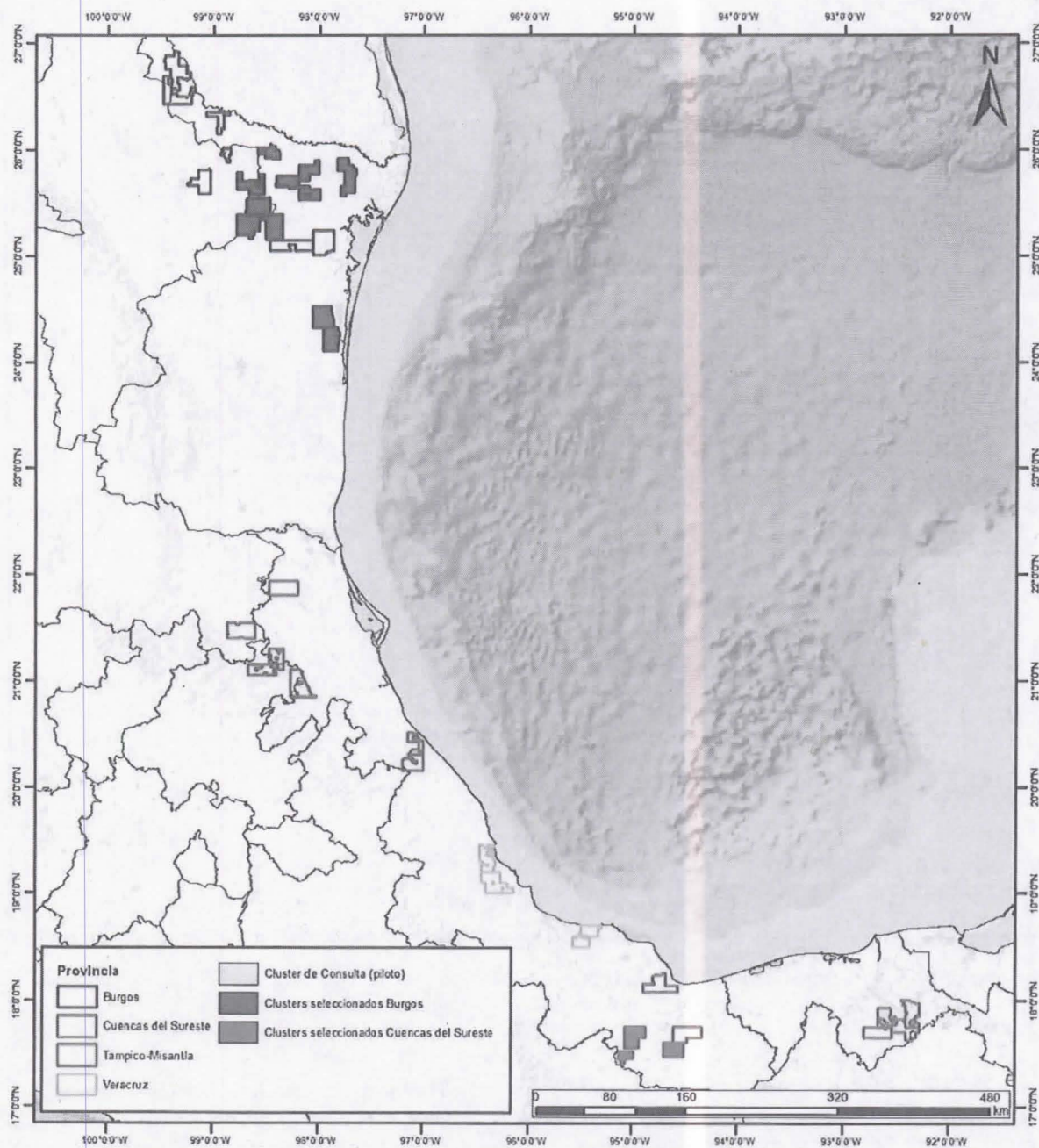


Figura 6. Mapa que muestra los clústeres seleccionados en las provincias de la Burgos y Cuencas del Sureste para la definición de la Ronda 2.2, a partir de la propuesta original de Sener. En amarillo se indica el clúster propuesto como "piloto" para la realización del proceso de consulta indígena.

Tabla 5. Detalle de los clústeres seleccionados para la definición de la Ronda 2.2, adicionando un clúster "piloto" para llevar a cabo el proceso de consulta indígena. Adicionalmente, se indica el orden de prelación, condición y características de los clústeres totales.

Clústeres Seleccionados	Cluster	Hidrocarburo principal	sup (km2)	Campo	Prospectos Exploratorios	V.O. Rem PCE (Mmbpce)	RP documentado (Mmbpce)	RP Adicional (Mmbpce)	RP Total (Mmbpce)	Prospectiva No Convencional (<4,000m)	RP Titonlano No Convencional (Mmbpce)	RP Turonlano No Convencional (Mmbpce)	RP No Convencional Total (Mmbpce)	Orden de prelación (0.5V0)+(0.3559724)+(0.158724)
1	BG-8	Gas H	444.6	6	9	31.8	32.6	1.8	34.4	No				3
2	BG-14	Gas H	420.3	0	12	0	57.1	2.8	59.9	Si	0.54	4.98	5.52	4
3	BG-10	Aceite	483.2	2	11	8.4	43.3	6.9	50.2	No				5
4	CS-1	Aceite y Gas	435.4	0	11	0	46.2	8.3	54.5	No				7
5	BG-6	Gas H	447.6	5	10	14.1	15.7	21	36.7	Si		23.57	23.57	9
6	BG-5	Gas H	360.1	3	12	4.6	34.6	9.7	44.3	No				10
7	BG-9	Aceite	448.1	11	8	17.8	24.1	6.5	30.6	No				11
8	BG-15	Aceite	371.5	0	11	0	44.3	2.1	46.4	Si	0.05	7.91	7.96	12
9	BG-7	Gas H	440	8	6	20.7	18	8.7	26.7	No				13
10	CS-3	Aceite L	390.9	0	12	0	41.1	2	43.1	No				16
11	BG-11	Aceite	374.3	0	11	0	22.6	11.3	33.9	No				19
Consulta	CS-7	Aceite	227.7	2	9	94.3	38.2	12.3	50.5	No				1
Total			4,843.70	37	122	191.7			511.2				37.05	

Clústeres no seleccionados

Potencial NC Alto	BG-2	Gas H	396.6	11	16	19.4	36.9	13.8	50.6	Si	1.76	94.53	96.29	2
Potencial NC Alto	BG-1	Gas H	455.3	11	10	24	18.9	17.1	36	Si		108.5	108.5	6
Consulta	CS-8	Gas	324.3	4	10	7.3	29.1	17	46	No				8
Potencial NC Alto	TM-6	Aceite L	298.7	3	2	40.2	6.4	3.7	10.1	Si	72.35	9.79	82.14	14
Consulta	CS-9	Aceite	323.9	0	12	0	29.4	14.6	44.1	No				15
Consulta	CS-5	Aceite	392.5	0	5	0	38.9	1.9	40.9	No				17
Potencial NC Alto	BG-3	Gas S	354.6	7	5	5.5	13.7	17.3	31	Si	2.79	59.55	62.34	18
Opción	V-1	Gas	335.8	0	11	0	25.9	6.8	32.7	No				20
Opción	V-2	Gas	480.9	0	9	0	20.4	9.8	30.2	No				21
Opción	BG-13	Aceite	485.7	0	8	0	25.1	5	30.1	No				22
Opción	CS-2	Gas	390.8	0	4	0	12.8	13.9	26.7	No				23
Consulta	CS-6	Aceite	308.5	0	3	0	11.2	13.7	25	No				24
Opción	BG-12	Aceite	412.9	0	6	0	19.7	7.3	26.9	No		2.24	2.24	25
Opción	BG-4	Gas	272	5	3	12.4	3.5	11.4	14.9	Si		11.29	11.29	26
Consulta/Potencial NC Alto	TM-3	Aceite	501.3	0	9	0	21	3.3	24.3	Si	360.9	52	412.9	27
Consulta/Potencial NC Alto	TM-4	Aceite	402.3	0	5	0	17.8	5	22.8	Si	199.16	297.17	496.33	28
Opción	TM-1	Aceite	402.5	0	7	0	16.5	4	20.5	Si	289.8	99.11	388.91	29
Consulta	TM-2	Aceite	444	0	5	0	14.5	3.4	17.8	Si	145.66	62	207.66	30
Opción	V-3	Gas	390.1	0	7	0	9.9	6.2	16.1	No				31
Opción	TM-5	Aceite	190.6	2	1	11.5	1.4	2.6	4	Si	19.02		19.02	32
Total General			12,407.0	80	260	312.00			1,061.90				1,924.67	

Elaboró

M. EN C. CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA
Director General Adjunto

Autorizó

DR. FELIPE ORTUÑO ARZATE
Director General de Evaluación del Potencial Petrolero