

# **OPEN ROUND COLOMBIA 2010**

## **Prelanzamiento**

**Bogotá, octubre 15 de 2009**

A large, faint, light gray version of the Open Round Colombia 2010 logo is positioned in the bottom-left corner of the slide, serving as a background element.

- 1. Presentación del proceso**
- 2. Características geológicas de las áreas**
- 3. Aspectos Legales**



El objeto de este proceso de selección es asignar los bloques de las áreas Tipo 1, 2 y 3 y suscribir los contratos de exploración y producción (E&P) y/o contratos de evaluación técnica especial (TEA especial) correspondientes, con las compañías que resulten adjudicatarias.



Área (Ha)      No. Bloques

Tipo 1  
E&P  
MINIRONDA

4.346.956

74

Tipo 2  
E&P  
CUENCAS CON  
NUEVA PROSPECTIVIDAD

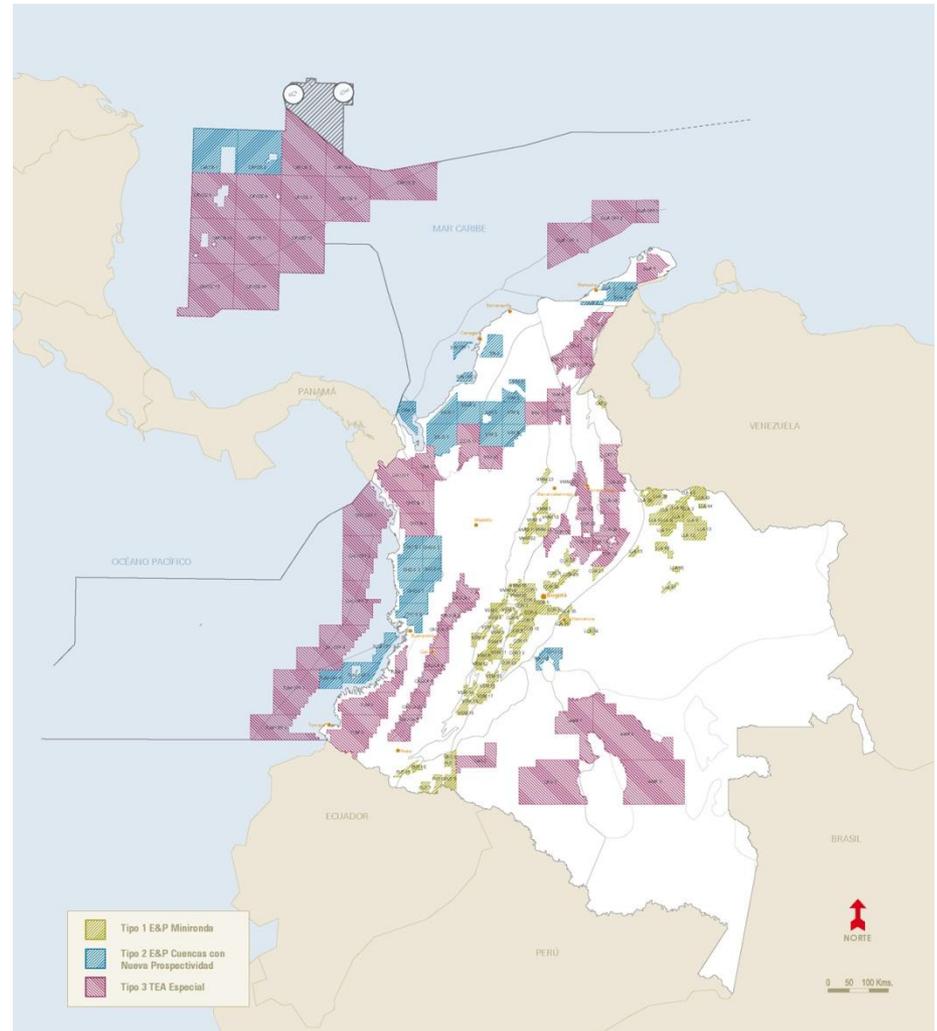
8.475.901

31

Tipo 3  
TEA  
ESPECIAL

39.056.683

63



<b>Actividad</b>	<b>Fecha</b>
1er. Borrador términos de referencia	15 de octubre de 2009
Prelanzamiento	15 de octubre de 2009
Lanzamiento	2 de diciembre de 2009
Road Show	noviembre 2009 a mayo de 2010
Ceremonia de recepción y apertura de ofertas	21 de junio de 2010

- Venta de paquete de información:
  - ✓ Áreas Tipo 1: US\$20.000 incluido IVA
  - ✓ Áreas Tipo 2 y 3: US\$100.000 incluido IVA
- Dataroom para visualizar el contenido del paquete de datos.
- Programas exploratorios:
  - ✓ El programa exploratorio mínimo de las áreas objeto de este proceso, estará expresado en Precios Unitarios (PU), previamente establecidos por la ANH.
  - ✓ La inversión adicional deberá ejecutarse únicamente en sísmica y pozos y proponerse con base en la correspondiente tabla de Precios Unitarios.

## Acreditación de capacidades

- Capacidad jurídica, financiera, técnica, operacional, medio ambiental y responsabilidad social empresarial.

## Formas de habilitación

- Compañías habilitadas: habilitación jurídica y financiera para las compañías habilitadas
- Compañías habilitadas operadoras: habilitación jurídica, financiera, operacional, medio ambiental y responsabilidad social empresarial.
- Compañías habilitadas operadoras restringidas: habilitación jurídica, financiera, técnica, medio ambiental y responsabilidad social empresarial. (únicamente para Áreas Tipo 1).

## Participantes

- Personas jurídicas.
  - ✓ Nacionales.
  - ✓ Extranjeras
    - Sociedades extranjeras sin sucursal en Colombia
    - Apoderado o mandatario en Colombia con facultades.
    - Establecer sucursal en Colombia si resulta adjudicatario.
- Proponentes plurales.
  - ✓ Consorcios.
  - ✓ Uniones temporales.

## Documentos requeridos

- Carta de intención de participar firmada por representante legal o por quien tenga facultades para contratar (obligatoria en todos los casos).
- Documentos para habilitación jurídica, financiera, técnica, operacional, medioambiental y responsabilidad social empresarial.
- Documentos originales en español o traducidos con sello de traductor oficial.
- Los requisitos de apostille para presentar documentos de compañías extranjeras solo se exigirán para la firma de los respectivos contratos.

## Documentos requeridos

- Declaración de no encontrarse incurso en causal de inhabilidad, incompatibilidad o prohibición para contratar.
- Demostrar estar a paz y salvo con obligaciones del sistema de seguridad social y aportes parafiscales.
- Suscribir compromiso de transparencia.



## Capacidad Jurídica

### Acreditación existencia y representación legal

- Personas jurídicas colombianas y extranjeras con sucursal en Colombia
  - ✓ Certificado de Cámara de Comercio
- Personas jurídicas extranjeras sin sucursal en Colombia
  - ✓ Documento del país de origen
- Para operadoras, que el objeto les permita realizar las actividades inherentes.
- Para habilitadas, posibilidad de hacer inversiones en contratos de exploración y producción y/o de evaluación técnica especial, en objeto social.
- Duración no inferior al término del contrato y un año mas.
- Facultades del representante legal.

## Consortios o Uniones temporales

- Acuerdo que determine el objeto, partes, reglas, etc. o la respectiva carta de intención.
- Participación del operador no inferior al 40%.
- Duración vigencia del contrato E&P y/o TEA Especial y un año más.
- Cada participante o sus integrantes será evaluado individualmente.

Ningún participante puede presentar para la misma área más de una propuesta, ni formar parte en más de una asociación o proponente plural para una misma área, so pena de que todas las propuestas que incurran en esta prohibición sean rechazadas.

## Capacidad financiera

- Se exceptúan los proponentes que aparezcan como proponentes del tipo integrado o "Upstream" en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" emitida por "Petroleum Intelligence Weekly".
- Compañías que en el último año obtuvieron una calificación de riesgo igual o superior a:

<b>Agencia calificadora de riesgo</b>	<b>Calificación</b>
Standard & Poor's	BBB
Moody's	Baa
Duff & Phelps	BBB

## Capacidad financiera

Demostrar que tiene los recursos financieros suficientes para cumplir con obligaciones actuales y las que contraería de acuerdo con el nuevo contrato, según el bloque de interés:

- Área Tipo 1: US\$2 MM patrimonio total
- Área Tipo 2: US\$20 MM patrimonio total
- Área Tipo 3: US\$200 MM patrimonio total

Balance General con sus notas, el Estado de Resultados de los tres (3) últimos años en USD, debidamente auditados.

- Cupo: Patrimonio total exigido para cada Tipo de área, por bloque adjudicado.

## Capacidad Técnica

Solo para el operador restringido.

- Se acredita mediante la presentación de un equipo de trabajo conformado mínimo por un ingeniero de petróleos, un geólogo y un profesional HSE.



## Capacidad operacional

El participante debe demostrar que tiene la capacidad operacional para conducir operaciones de futuro contrato E&P y/o TEA especial, de acuerdo con las buenas prácticas de la industria del petróleo.

Se entienden habilitados aquellos participantes que aparezcan en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies".

- Área Tipo 1:
- Haber perforado en los últimos (3) años mínimo dos (2) pozos
  - Contar con reservas probadas propias, reportadas en sus estados financieros, no inferiores de un millón de barriles de petróleo equivalentes (1 MBPE), para el cierre del año 2008.
  - Tener una producción mínima de quinientos barriles de petróleo equivalentes por día (500 BPE). Para convertir la producción de gas a petróleo equivalente, se utilizará el siguiente factor de conversión: 1 BPE equivale a 5700 pies cúbicos de gas.

## Área Tipo 2:

*Onshore y Offshore:* Reservas probadas propias, reportadas en sus estados financieros, no inferiores a cinco millones de barriles de petróleo equivalentes (5 MBPE), para el cierre del año 2008.

Producción mínima de cinco mil barriles de petróleo equivalentes por día (5.000 BPED). Para convertir la producción de gas a petróleo equivalente, se utilizará el siguiente factor de conversión: 1 BPE equivale a 5700 PCG.

Para bloques de agua profunda debe demostrar que opera la misma producción mínima diaria de cinco mil (5.000) barriles o su equivalente desde campos marítimos ubicados en aguas con profundidad mínima de 300 mt.

## Área Tipo 3:

*Onshore y Offshore:* Reservas probadas propias, reportadas en sus estados financieros, no inferiores a 50.000.000 de barriles de petróleo equivalente para el cierre del año 2008.

Producción mínima operada de 20.000 barriles diarios de petróleo equivalentes propios.

Para bloques de agua profunda deben demostrar que opera la misma producción mínima diaria de 20.000 barriles o su equivalente desde campos marítimos ubicados en aguas con profundidad mínima de 300 mt.

## Habilitación operacional restringida.

- Solo opera para los bloques en área Tipo 1.
- Cuando el participante no cuente con las reservas mínimas y demás exigencias de los términos de referencia, y cumpla las demás capacidades, podrá aplicar a un único contrato E&P.
- En caso que el participante reúna las condiciones exigidas en estos términos de referencia y demuestre que cuenta con un Patrimonio total igual o superior a US\$100.000.000, podrá ser adjudicataria en calidad de operador, de hasta un número máximo de 3 contratos de E&P que resulten de este proceso de selección.

## Capacidad medio ambiental y de responsabilidad social empresarial

- Presentación del documento de política ambiental de la compañía participante,
- Último informe anual de gestión ambiental.
- Presentación del documento que contenga la política de responsabilidad social empresarial.
- Último informe anual de responsabilidad social empresarial

## Acreditación de capacidades por parte de la matriz

- Las filiales o subsidiarias que no cumplan con cualquier capacidad exigida podrán optar por acreditar dichas capacidades recurriendo a su matriz o controlante, en los términos de la ley colombiana.
- La compañía participante deberá acompañar debidamente legalizada la documentación que acredite el control de la sociedad matriz
- La matriz deberá constituir una garantía de responsabilidad solidaria.

## Contenido de la oferta

- Sobres de presentación de las ofertas
- Carta de presentación de oferta
- Programa exploratorio mínimo propuesto
- Inversión adicional propuesta
- Porcentaje "X" de participación en la producción
- Compromiso o carta de intención de conformar consorcio o unión temporal, si es el caso
- Garantía de seriedad de la oferta

## Criterios de adjudicación

- Áreas Tipo 1 y 3: El primer criterio será la inversión adicional en exploración propuesta por encima del programa exploratorio mínimo establecido por la ANH y el segundo, el mayor porcentaje de participación en producción X% ofrecido.
- Áreas Tipo 2: El primer criterio de adjudicación será el mayor porcentaje de participación en producción X% ofrecido. El segundo criterio será la inversión adicional en exploración propuesta por encima del programa exploratorio mínimo establecido por la ANH para la primera fase.

En caso de empate con el primer criterio, se aplicará el segundo criterio. Si persiste el empate, se ofrecerán participaciones iguales a los proponentes empatados, si lo aceptan por unanimidad. De lo contrario se efectuará un sorteo con balotas, resultando ganador quien saque el mayor número.

1. Presentación del proceso
- 2. Características geológicas de las áreas**
3. Aspectos Legales



Área (Ha)      No. Bloques

Tipo 1  
E&P  
MINIRONDA

4.346.956

74

Tipo 2  
E&P  
CUENCAS CON  
NUEVA PROSPECTIVIDAD

8.475.901

31

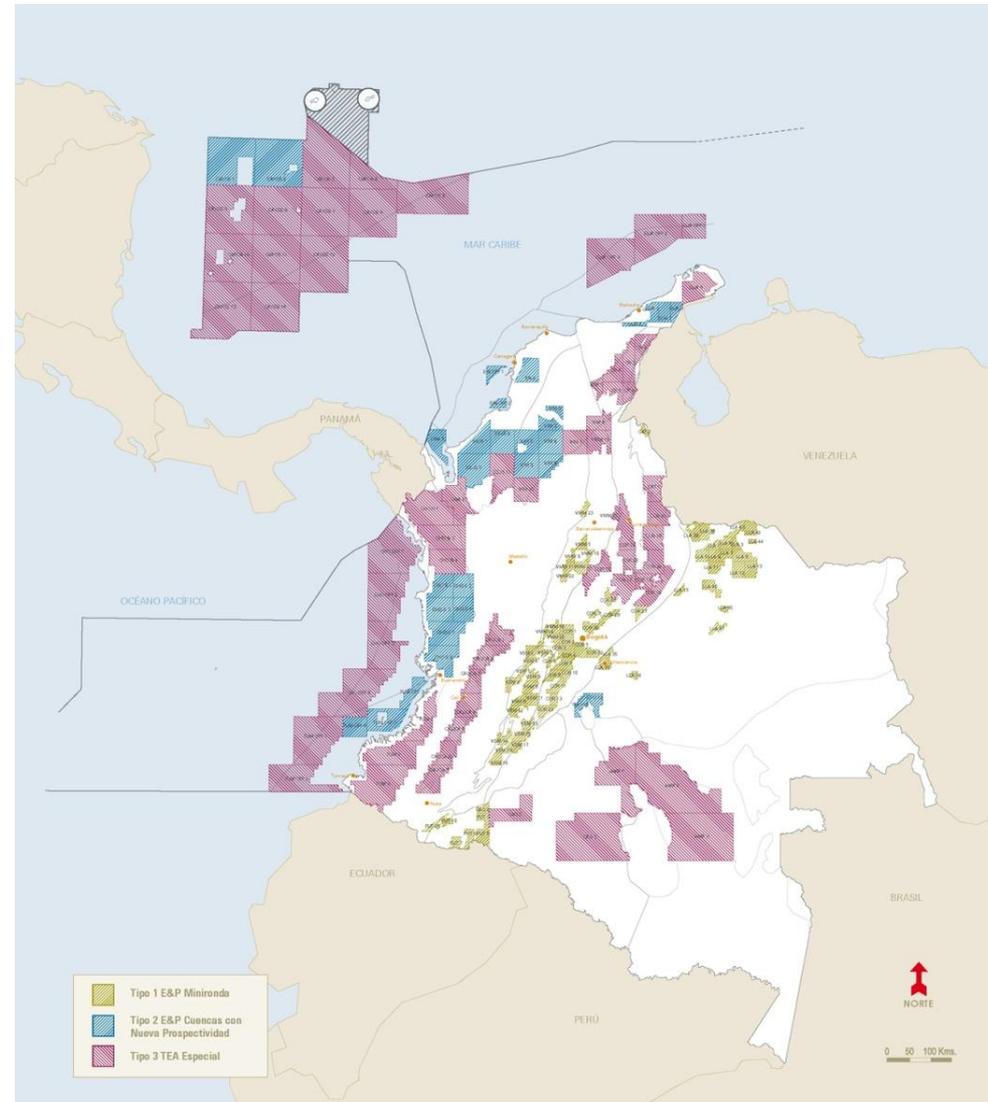
Tipo 3  
TEA  
ESPECIAL

39.056.683

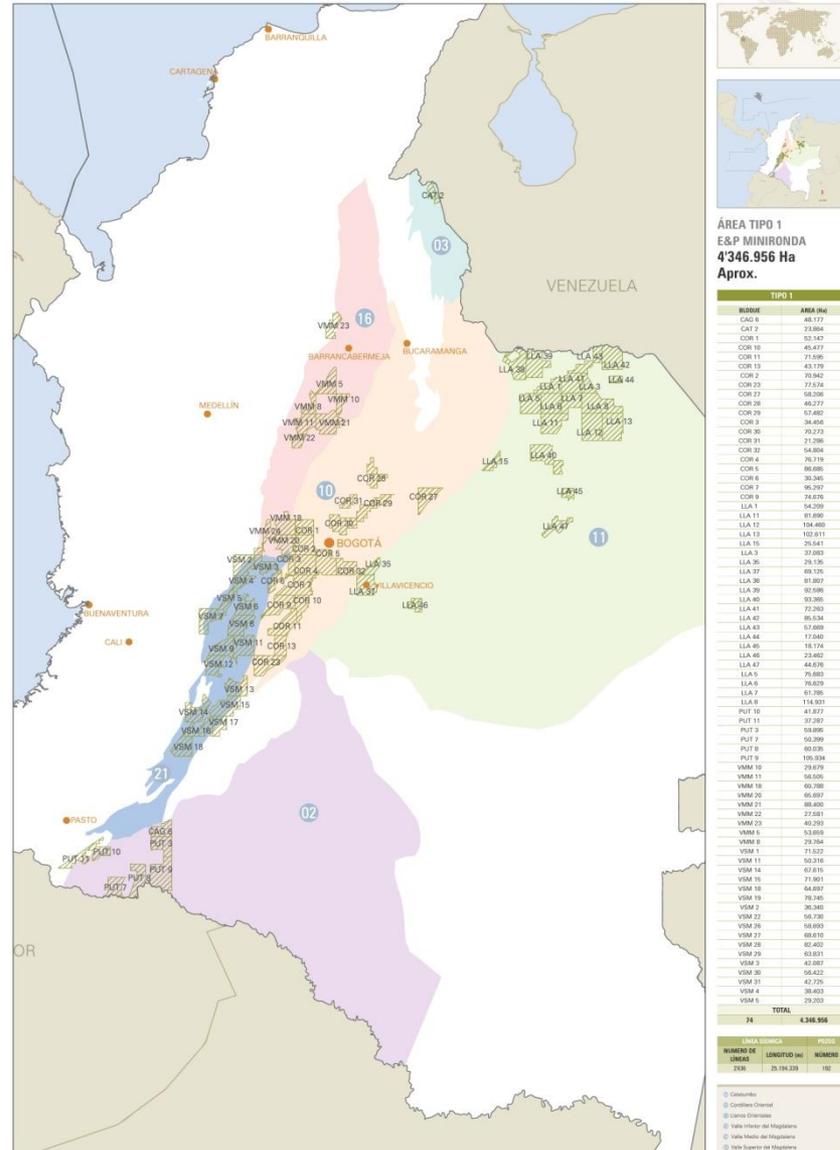
63

	No. Pozos	Sísmica (Km)
Tipo 1 E&P Minironda	192	25.194
Tipo 2 E&P Nuevas cuencas prospectivas	147	24.017
Tipo 3 TEAS especiales*	50	11.449
<b>Total</b>	<b>389</b>	<b>60.660</b>

\*TEA: Contrato de Evaluación Técnica



Bloques en cuencas maduras (Mini-Ronda), sobre los cuales se suscribirán contratos E&P.



ÁREA TIPO 1  
E&P MINIRONDA  
4'346.956 Ha  
Aprox.

TIPO 1	
BLOQUE	AREA (Ha)
CAG 5	48.777
CAT 2	23.884
COR 1	102.437
COR 10	46.477
COR 11	21.596
COR 13	43.178
COR 2	79.942
COR 23	77.614
COR 27	64.208
COR 28	49.272
COR 29	62.482
COR 3	34.454
COR 36	70.273
COR 31	21.288
COR 32	54.804
COR 4	78.178
COR 5	88.686
COR 6	30.345
COR 7	96.297
COR 9	74.676
COB 2	54.209
LIA 1	81.690
LIA 12	104.480
LIA 13	102.811
LIA 16	25.641
LIA 3	37.083
LIA 36	29.136
LIA 37	69.135
LIA 38	81.807
LIA 39	82.586
LIA 40	93.395
LIA 41	72.263
LIA 42	86.534
LIA 43	67.688
LIA 44	17.640
LIA 46	18.174
LIA 46	22.462
LIA 47	44.676
LIA 5	76.683
LIA 5	76.623
LIA 7	61.785
LIA 8	114.831
PUT 10	41.877
PUT 11	37.282
PUT 3	19.896
PUT 7	50.399
PUT 9	60.259
PUT 9	105.934
VMI 10	29.679
VMI 11	56.606
VMI 18	60.788
VMI 20	62.887
VMI 21	88.490
VMI 22	27.681
VMI 23	40.293
VMI 5	53.668
VMI 8	72.044
VSM 1	71.522
VSM 11	52.216
VSM 14	67.616
VSM 15	71.801
VSM 18	44.687
VSM 19	78.746
VSM 2	36.340
VSM 22	66.730
VSM 26	58.603
VSM 27	88.810
VSM 28	82.402
VSM 29	43.851
VSM 3	43.087
VSM 36	56.427
VSM 31	42.726
VSM 4	38.403
VSM 5	72.203
<b>74</b>	<b>4.346.956</b>

TIPO 1	
BLOQUE	AREA (Ha)
<b>TOTAL</b>	
<b>74</b>	<b>4.346.956</b>

LÍNEA SÍSMICA		POZOS
NUMERO DE LÍNEAS	LONGITUD (m)	NÚMERO
2936	25.194.339	192

- 22 Caguán-Putumayo
- 03 Catatumbo
- 10 Cordillera Oriental
- 11 Llanos Orientales
- 15 Valle Inferior del Magdalena
- 16 Valle Medio del Magdalena
- 21 Valle Superior del Magdalena

Tipo 1	
Cuencas	Actividades
Todas las cuencas	<p>Fase I (36 meses)</p> <p>Reprocesamiento y reinterpretación de 200 Km de sísmica existente. 20 km de sísmica 2D por cada 10.000 Ha o su equivalente en 3D. El factor de conversión de sísmica 2D/3D es 1.6. Perforación de un (1) pozo, que puede ser estratigráfico.</p> <p>Fase II (36 meses)</p> <p>La perforación de dos (2) pozos de los cuales uno puede ser estratigráfico.</p>

# Cuencas con nueva prospectividad

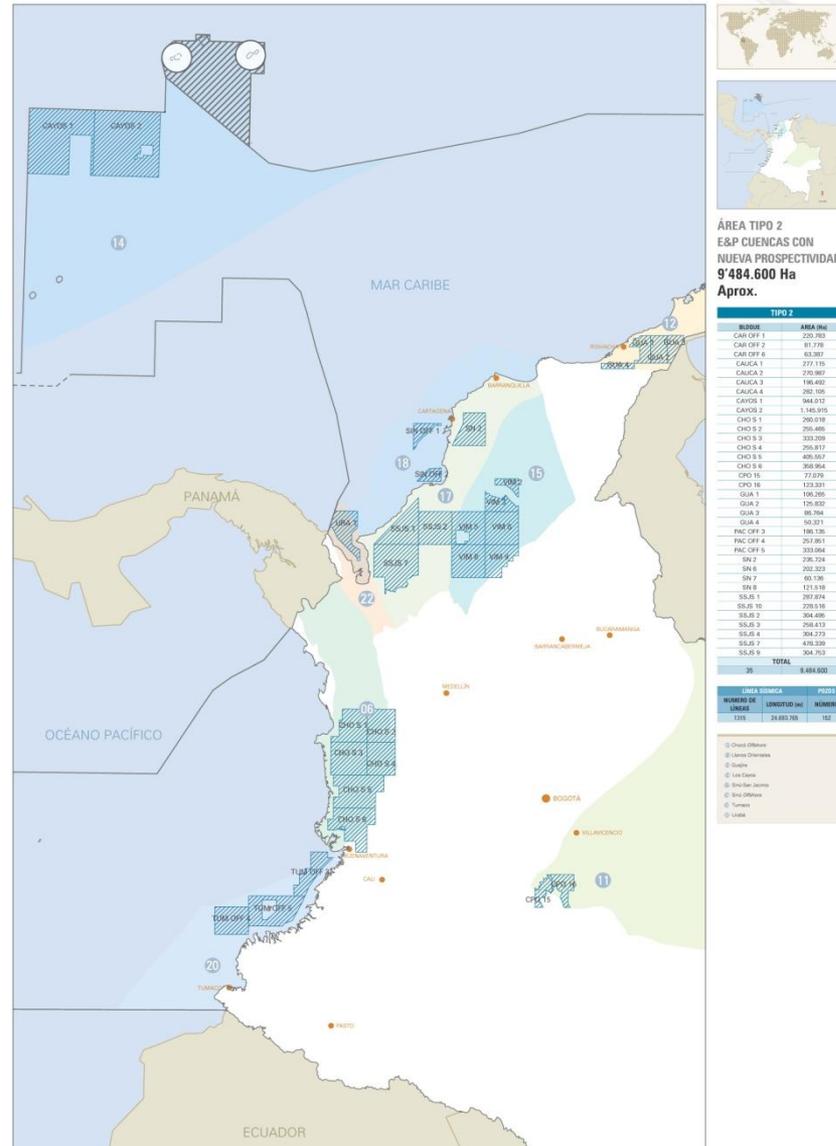
Bloques en cuencas con nuevo potencial, sobre los cuales se suscribirán contratos E&P.

## TIPO 2

BLOQUE	AREA (Ha)
<b>TOTAL</b>	
31	9.484.600

LÍNEA SÍSMICA		POZOS
NUMERO DE LÍNEAS	LONGITUD (m)	NÚMERO
1315	24.693.765	152

- 15 Valle Inferior del Magdalena
- 07 Chocó Offshore
- 11 Llanos Orientales
- 12 Guajira
- 14 Los Cayos
- 17 Sinú-San Jacinto
- 18 Sinú Offshore
- 19 Tumaco Offshore
- 22 Urabá



Tipo 2	
Cuencas	Actividades
On-shore: Cuencas Guajira, Sinú-San Jacinto, VIM, Llanos	<p>Fase I (36 meses)</p> <p>Reprocesamiento y reinterpretación de 200 Km de sísmica existente.</p> <p>20 km de sísmica 2D por cada 10.000 Ha o su equivalente en 3D. El factor de conversión de sísmica 2D/3D es 1.6.</p> <p>Perforación de un (1) pozo, el cual puede ser estratigráfico.</p> <p>Fase II (36 meses)</p> <p>La perforación de dos (2) pozos, de los cuales uno (1) puede ser estratigráfico ó</p> <p>La perforación de un (1) pozo en 24 meses y la devolución del 50% del área</p>

Tipo 2	
Cuencas	Actividades
On-shore: Chocó	<p>Fase I (36 meses)</p> <p>Cubrimiento del 100% del área con métodos indirectos de alta resolución: análisis multiespectral ó aereogeofísica de alta densidad (malla de 5 Km de lado) 10 km de sísmica 2D por cada 10.000 Ha o su equivalente en 3D. El factor de conversión de sísmica 2D/3D es 1.6.</p> <p>Fase II (36 meses)</p> <p>La perforación de dos (2) pozos , uno (1) de los cuales puede ser estratigráfico.</p>

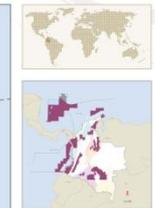
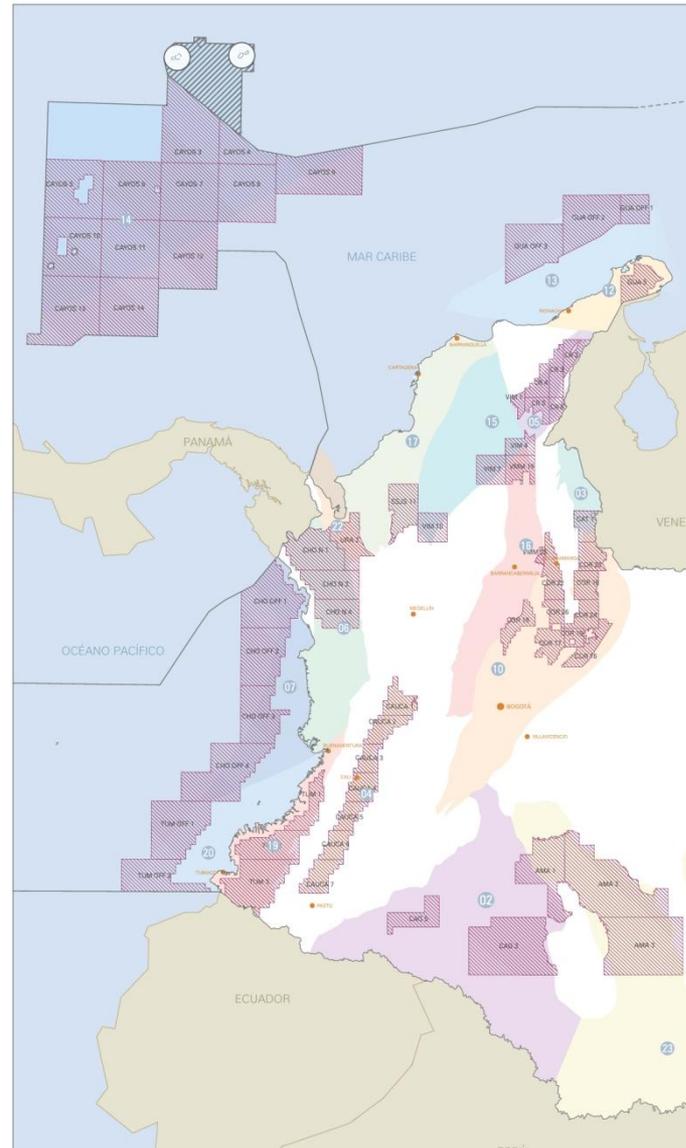
Tipo 2	
Cuencas	Actividades
Off-shore -cuencas Los Cayos, Tumaco offshore, Urabá offshore, Sinú offshore-	<p>Fase I (36 meses)</p> <p>Cubrimiento del 100% del área con análisis multiespectrales y toma de núcleos con pistón, 1 por cada 20.000 Ha.</p> <p>Fase II (36 meses)</p> <p>15 km<sup>2</sup> de sísmica 3D por cada 20.000 Ha.</p> <p>Perforación de un (1) pozo, el cual puede ser estratigráfico.</p>

Bloques en cuencas frontera, ofrecidos para contratos de Evaluación Técnica Especial.

TIPO 3	
BLOQUE	AREA (Ha)
<b>TOTAL</b>	
63	37.369.941

LÍNEA SÍSMICA		POZOS
NUMERO DE LÍNEAS	LONGITUD (m)	NÚMERO
722	10.771.726	45

- 22 Caguán-Putumayo
- 23 Catatumbo
- 24 Cauca-Patía
- 25 Cesar-Ranchería
- 26 Chocó
- 27 Chocó Offshore
- 10 Cordillera Oriental
- 12 Guajira
- 13 Guajira Offshore
- 14 Los Cayos
- 15 Valle Inferior del Magdalena
- 16 Valle Medio del Magdalena
- 17 Sinú-San Jacinto
- 18 Tumaco
- 20 Tumaco Offshore
- 22 Urabá
- 28 Vaupés-Amazonas



ÁREA TIPO 3  
TEA ESPECIAL  
37'369.941 Ha  
Aprox.

TIPO 3	
BLOQUE	AREA (Ha)
AMA 1	1.728.170
AMA 2	1.606.892
CAG 2	863.146
CAG 3	1.685.967
CAG 5	372.028
CAR OFF 3	969.688
CAR OFF 4	926.615
CAR OFF 5	300.510
CAUCA 5	203.195
CAUCA 9	231.195
CAUCA 7	371.861
CAYOS 10	1.126.212
CAYOS 11	1.211.092
CAYOS 12	1.415.376
CAYOS 13	1.211.396
CAYOS 14	1.221.629
CAYOS 3	1.356.689
CAYOS 4	904.587
CAYOS 5	1.077.362
CAYOS 6	1.205.661
CAYOS 7	1.207.941
CAYOS 8	1.204.900
CAYOS 9	1.304.640
CHO N 1	797.215
CHO N 2	536.734
CHO N 3	434.385
CHO OFF 1	1.000.481
CHO OFF 2	822.274
COR 16	119.270
COR 16	272.270
COR 17	270.960
COR 18	238.806
COR 19	245.196
COR 20	247.846
COR 21	49.112
COR 22	311.880
COR 24	263.810
COR 25	215.786
COR 26	163.618
CR 2	170.921
CR 3	243.980
CR 4	189.660
CR 5	148.386
CR 6	119.512
CR 7	92.618
CSA 5	345.190
FAC OFF 1	763.146
FAC OFF 2	884.364
SLS 11	464.886
SLS 12	305.146
SLS 14	190.543
SLS 5	304.099
TUM 1	313.788
TUM 2	597.627
TUM 3	875.761
TUM OFF 1	1.042.810
TUM OFF 2	379.174
URA 1	444.198
<b>TOTAL</b>	<b>37.369.941</b>

LÍNEA SÍSMICA		
NUMERO DE LÍNEAS	LONGITUD (m)	NUMERO
722	10.771.726	45

\*TEA: Contrato de Evaluación Técnica

## Tipo 3

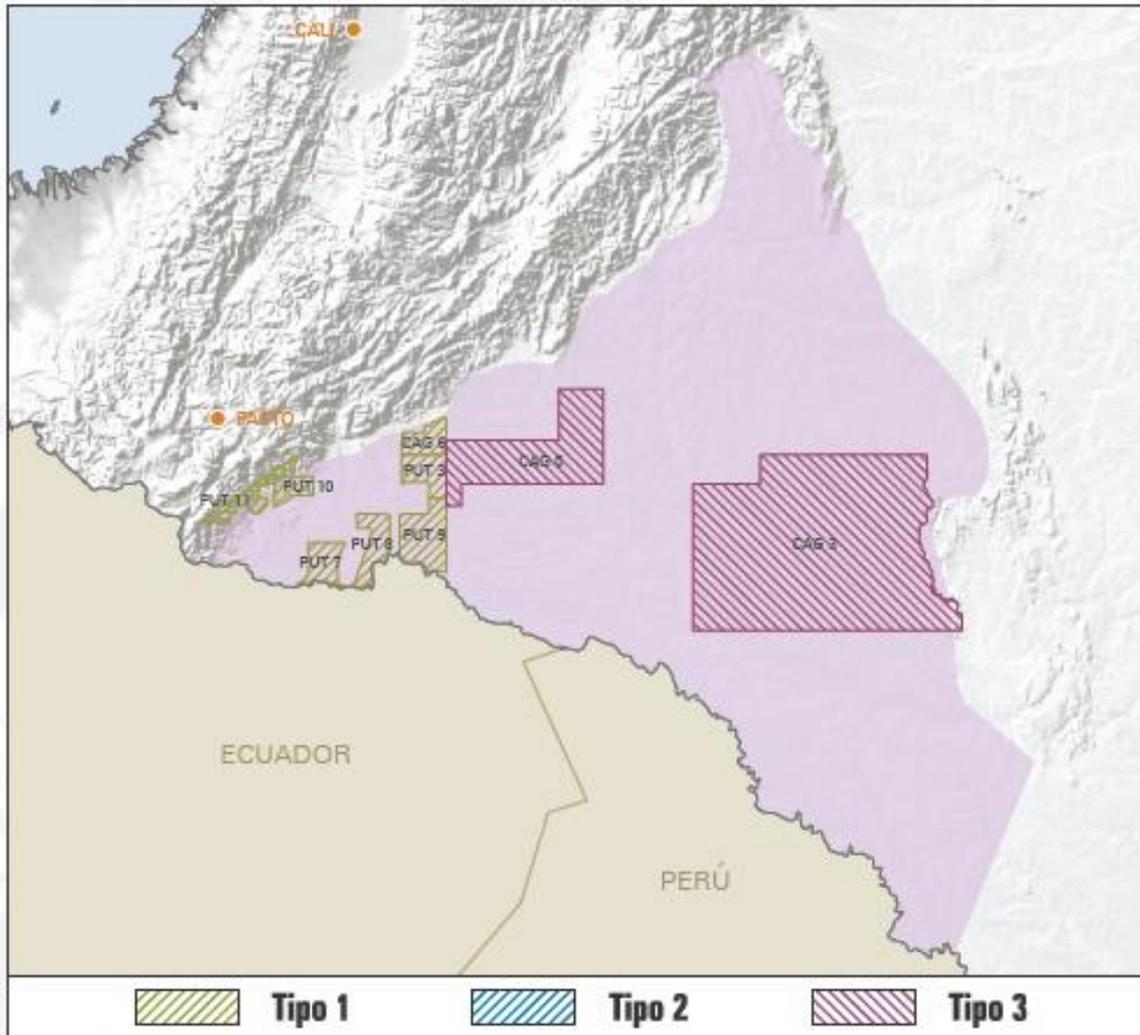
Cuencas	Actividades
<p>Áreas Onshore – Guajira, Cesar- Ranchería, Cauca- Patía, VIM, VMM, Catatumbo, Cordillera Oriental, Urabá, Sinú San Jacinto</p>	<p>El programa exploratorio debe ser desarrollado en una única fase de treinta y seis (36) meses.</p> <p>Dos líneas sísmicas ortogonales, según el diseño propuesto por la ANH y que podrá ser revisado de mutuo acuerdo con la Subdirección Técnica.</p> <p>Perforación de un (1) pozo, el cual puede ser estratigráfico</p>

## Tipo 3

Cuencas	Actividades
<p>Áreas Onshore – Caguán-Putumayo, Vaupés Amazonas, Tumaco y Choco-</p>	<p>El programa exploratorio debe ser desarrollado en una única fase de treinta y seis (36) meses.</p> <p>Cubrimiento del 100% del área con métodos indirectos de alta resolución: análisis multiespectral ó aereogeofísica de alta densidad (malla de 5 Km de lado).</p> <p>Dos líneas sísmicas ortogonales que cubran el bloque. El diseño de la línea sísmica deberá ser presentado a la ANH para aprobación, una vez sean obtenidos los resultados de los análisis del punto anterior.</p>

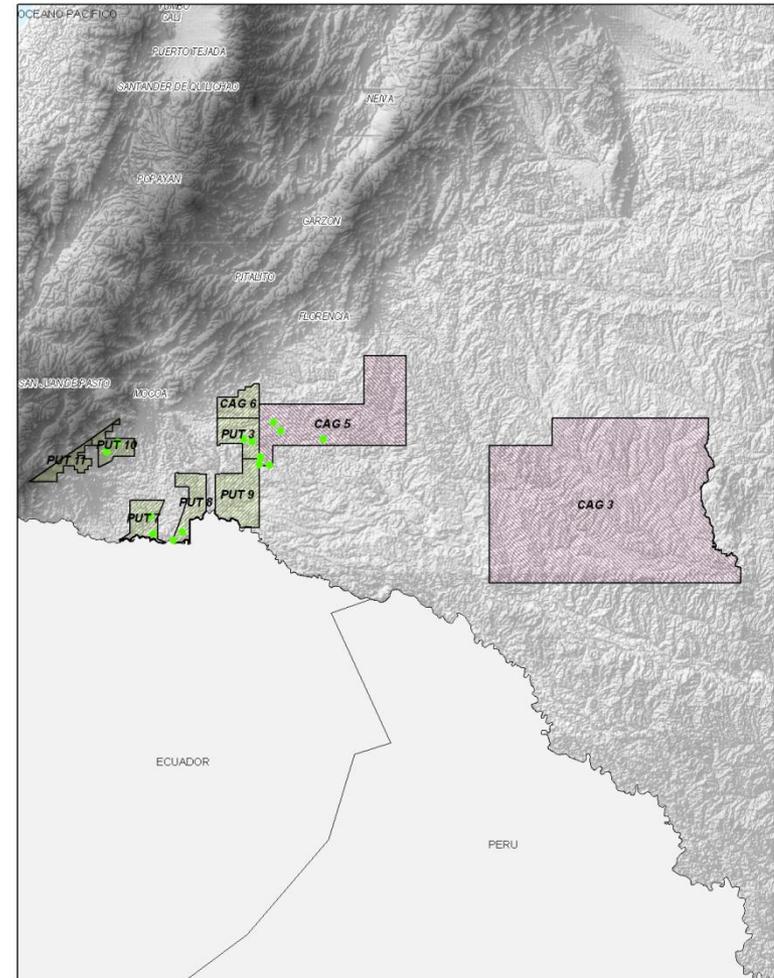
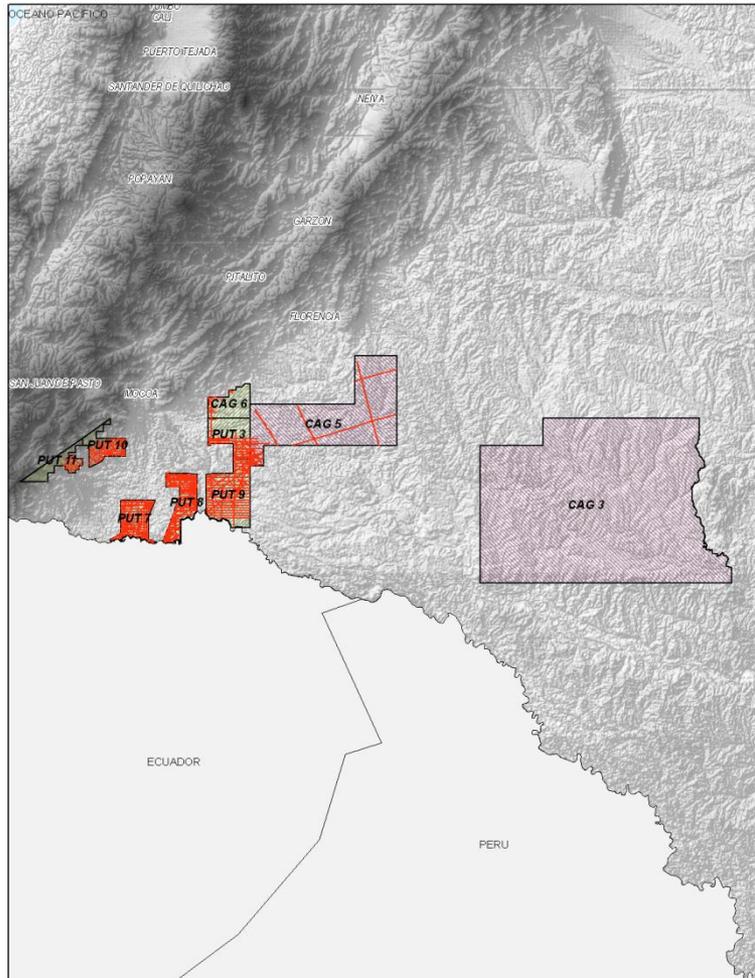
## Tipo 3

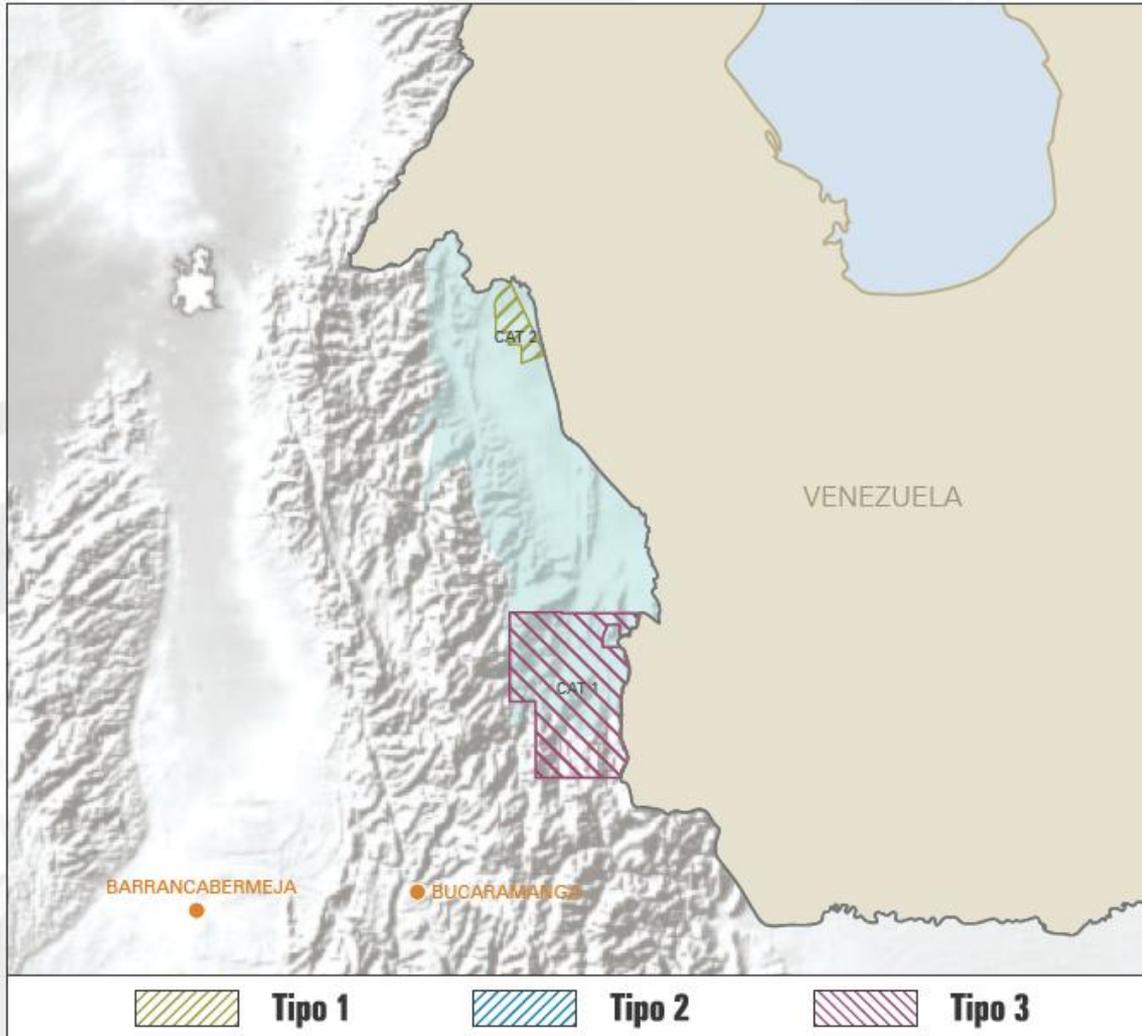
Cuencas	Actividades
<p>Áreas Offshore –Los Cayos, Colombia, Chocó offshore, Tumaco offshore, Guajira offshore-</p>	<p>El programa exploratorio debe ser desarrollado en una única fase de treinta y seis (36) meses.</p> <p>20 km de sísmica 2D por cada 10.000 Ha o su equivalente en 3D. El factor de conversión de sísmica 2D/3D es 1.6.</p> <p>20 km de batimetría de alta resolución por cada 10.000 Ha.</p>



Total Hectáreas		
11.030.407		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
465	4.015	17

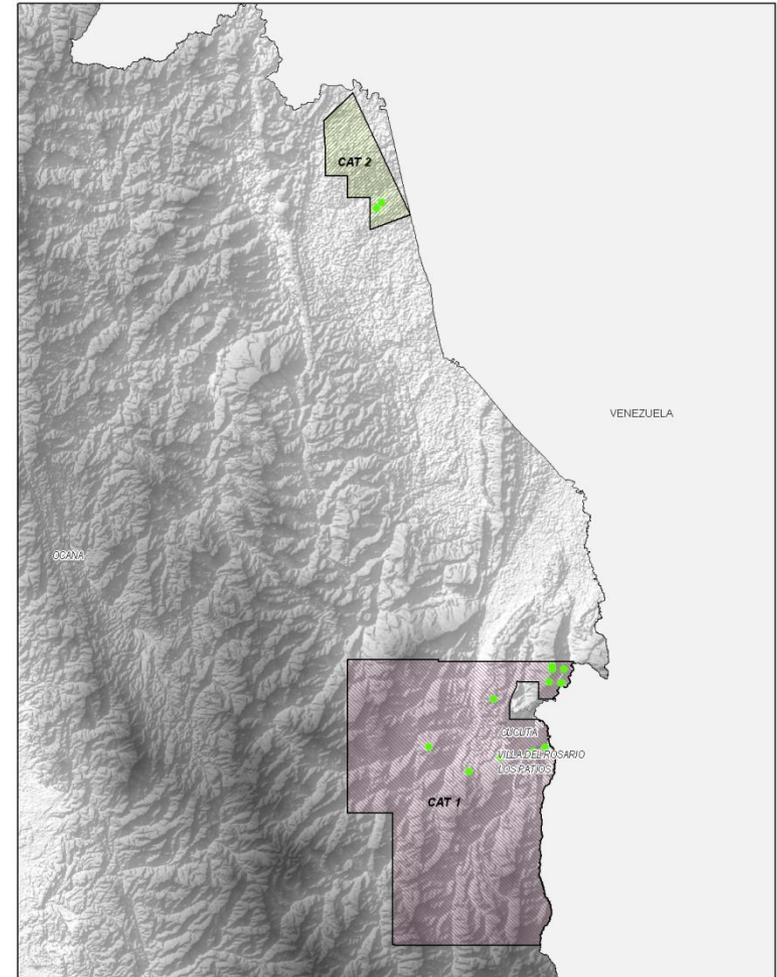
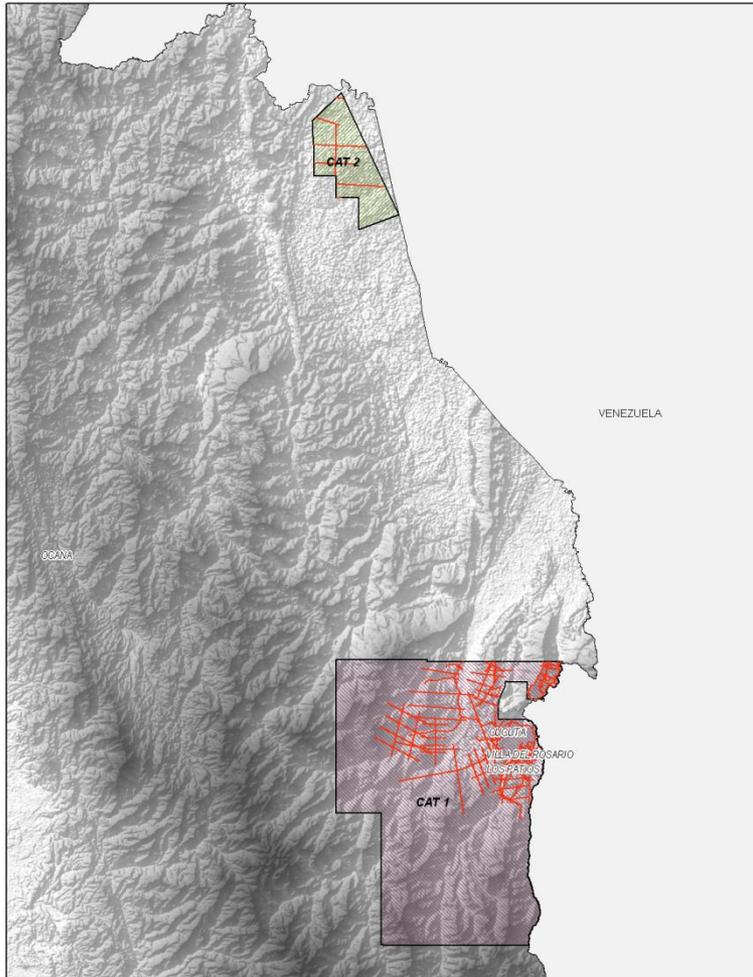
## Sísmica y Pozos

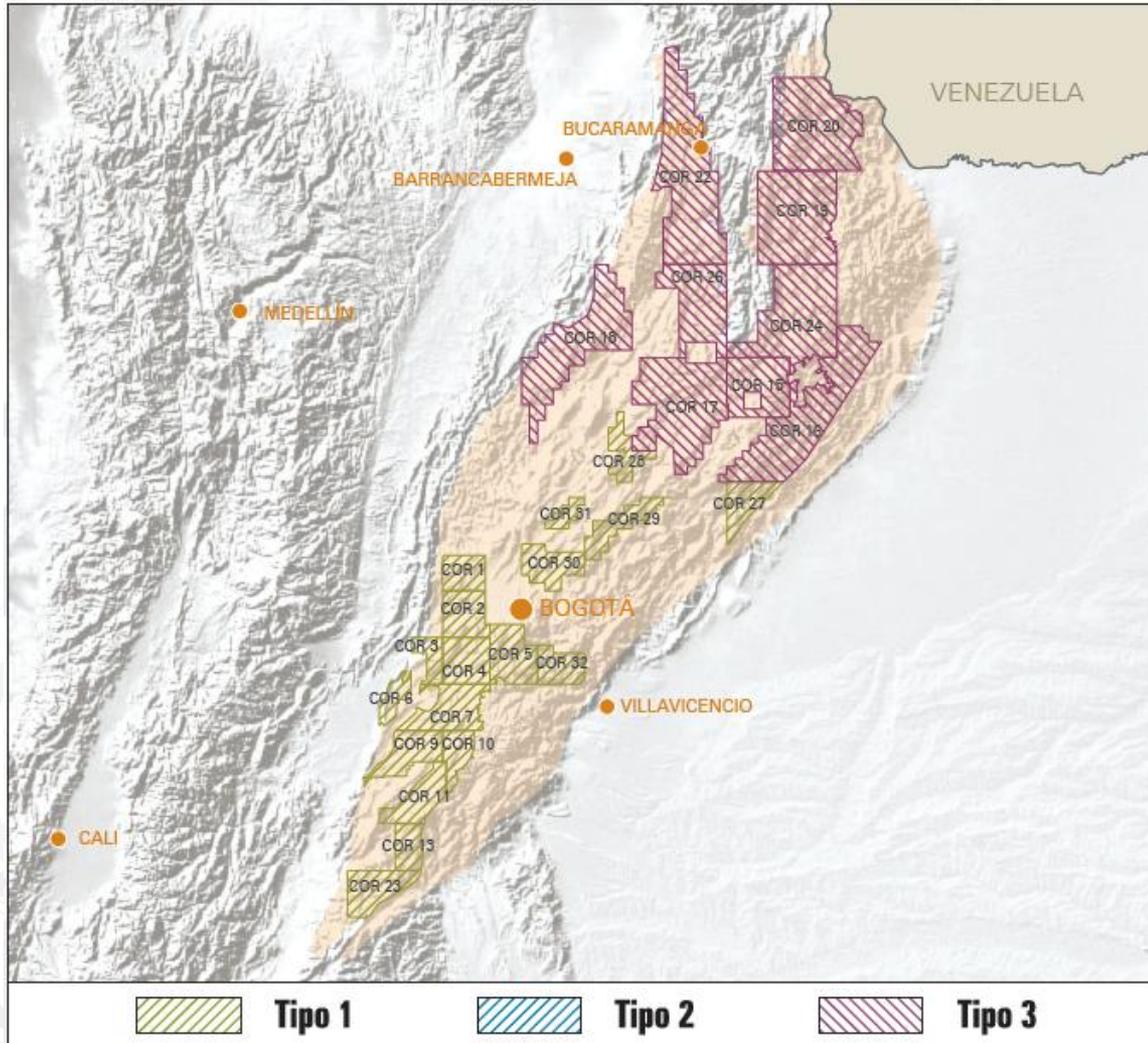




Total Hectáreas		
771.501		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
109	687	14

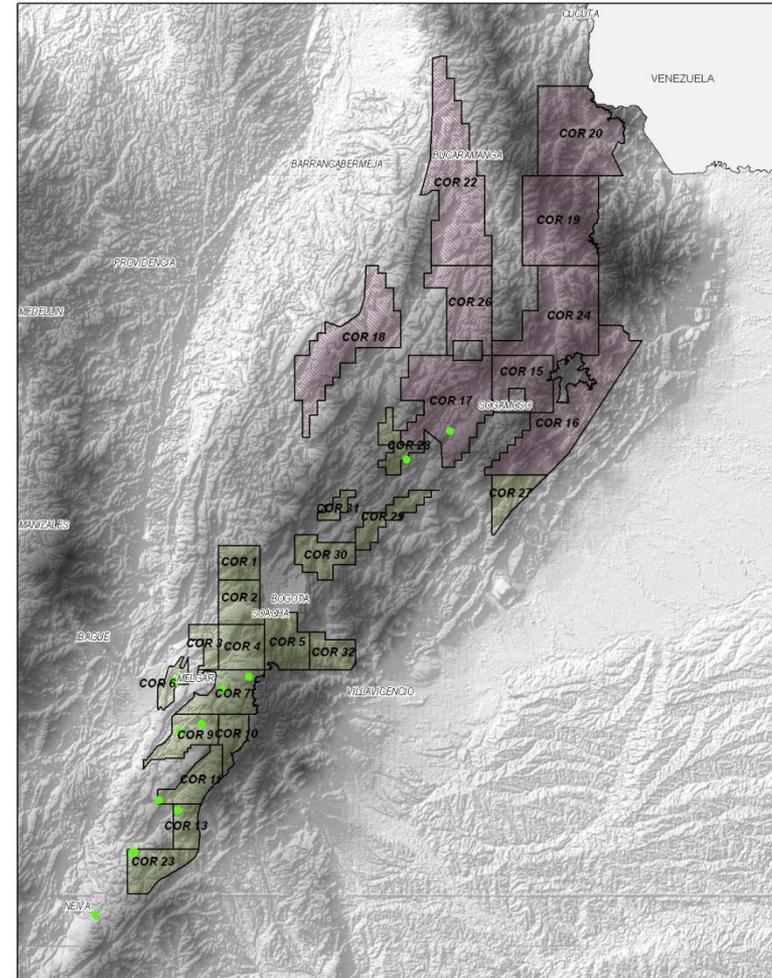
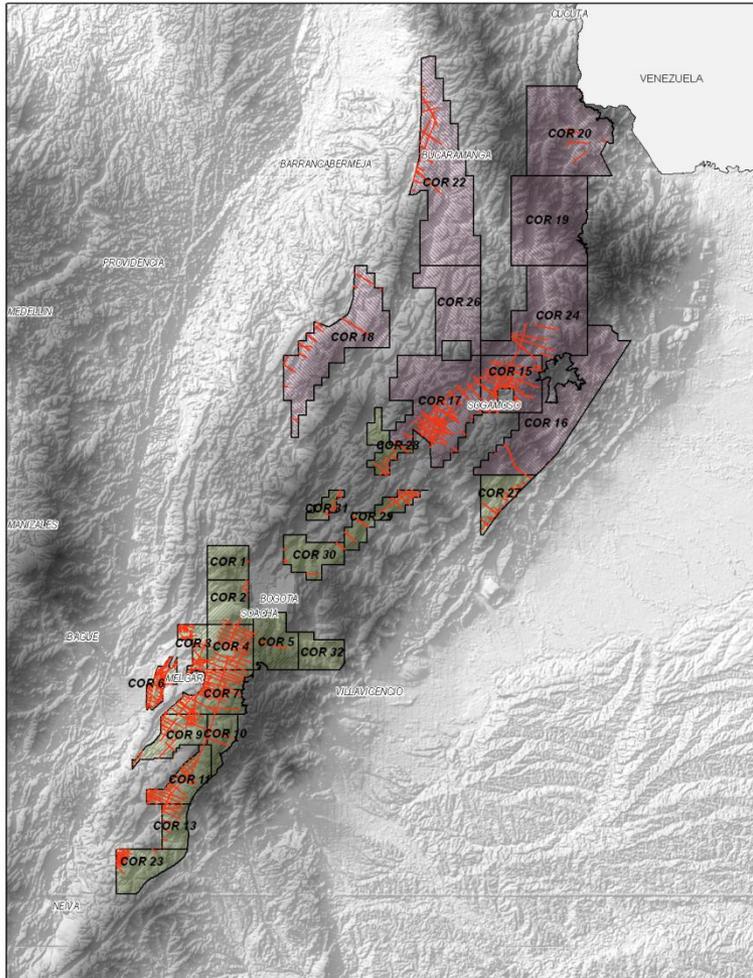
## Sísmica y Pozos

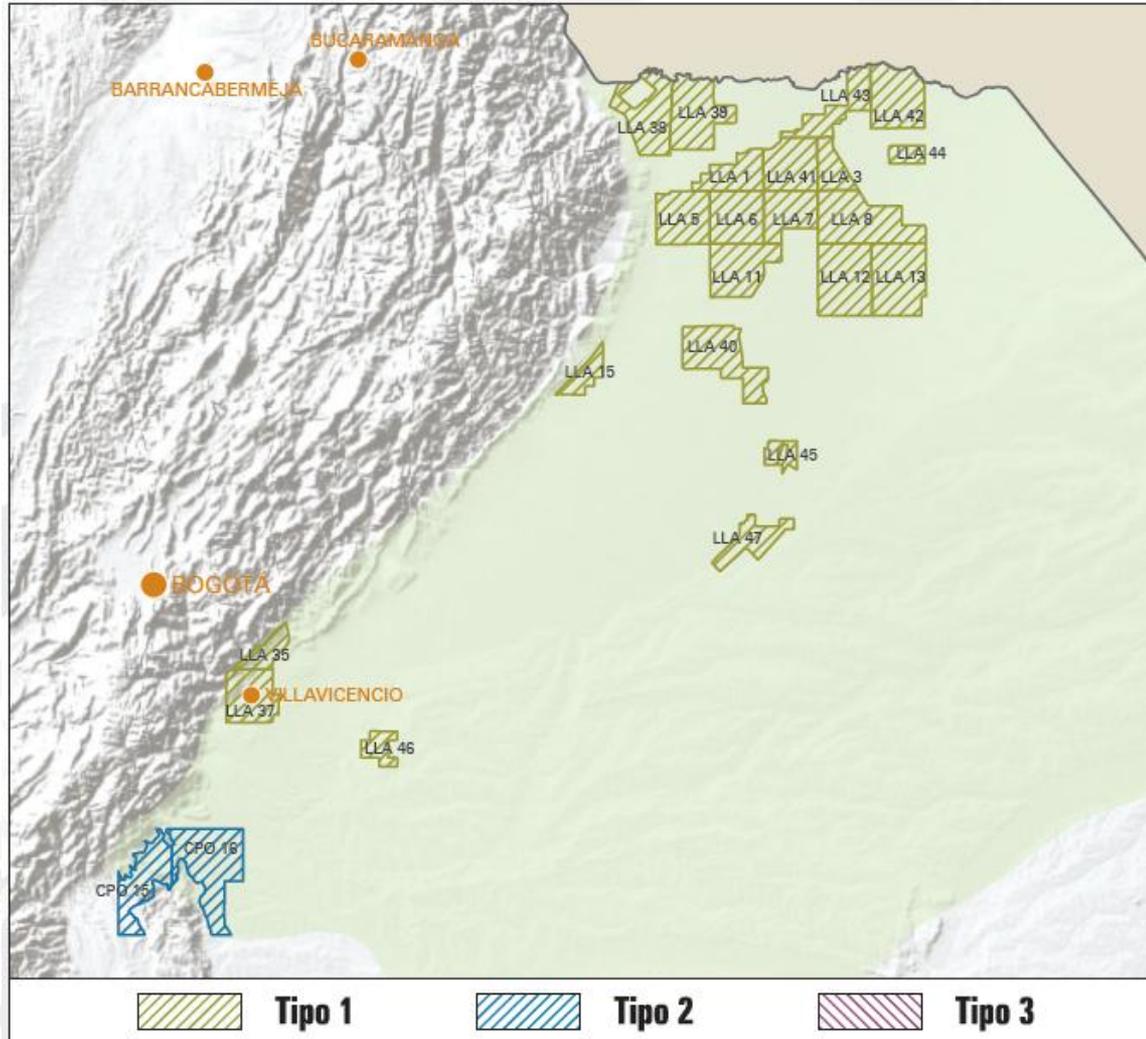




Total Hectáreas		
7.176.620		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
524	3.756	19

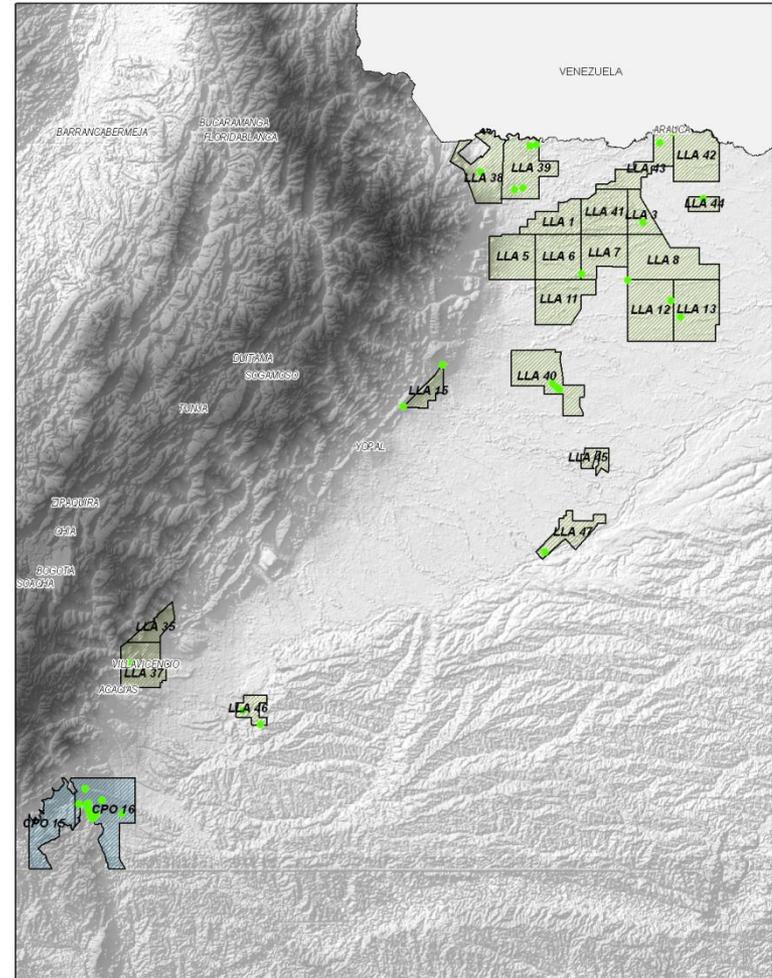
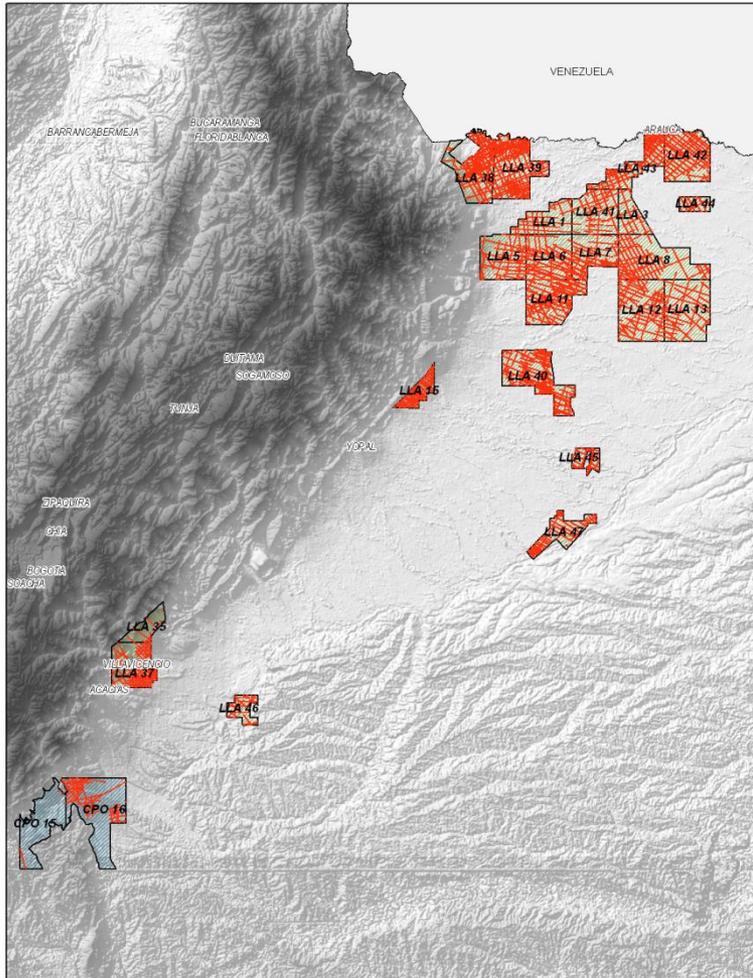
## Sísmica y Pozos

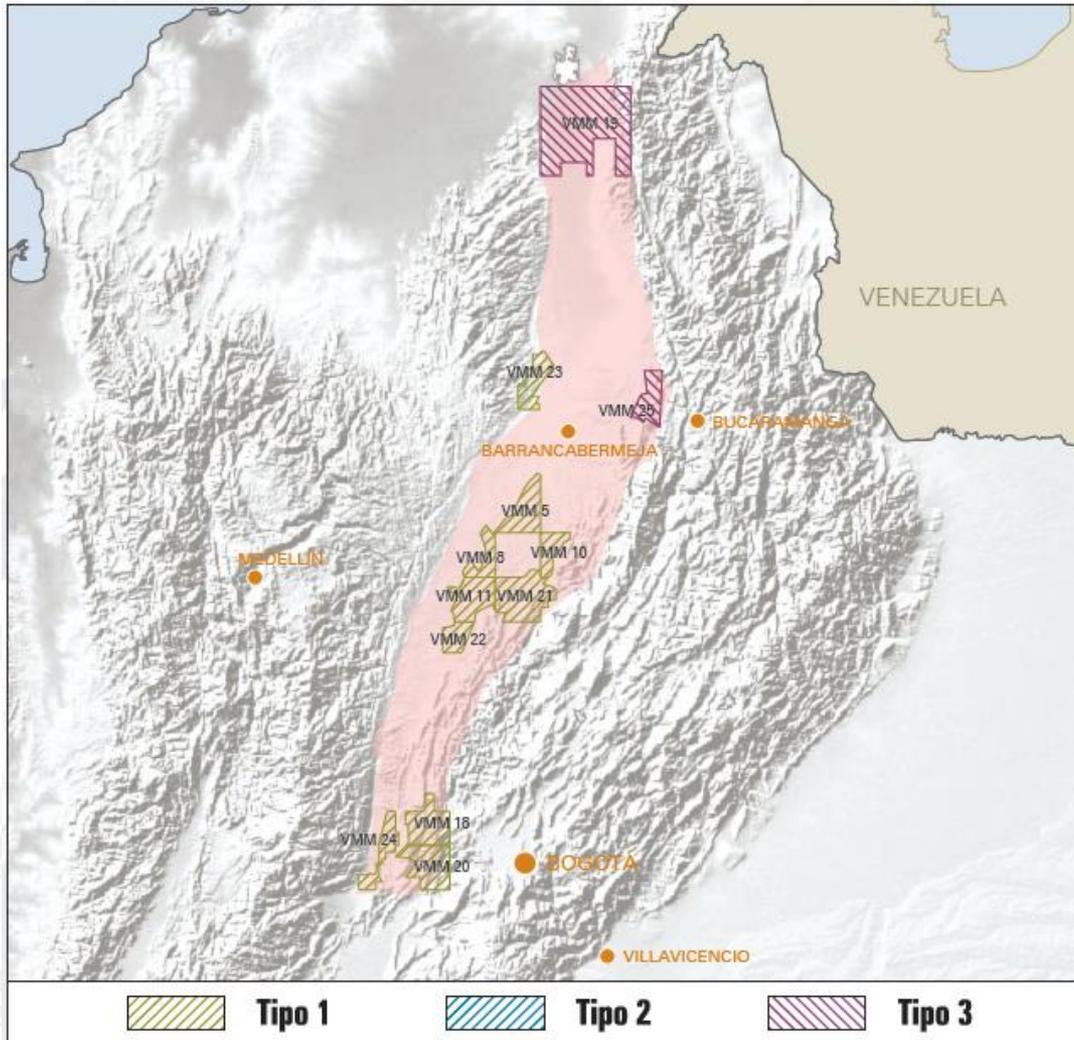




Total Hectáreas		
22.560.327		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
1.331	11.415	43

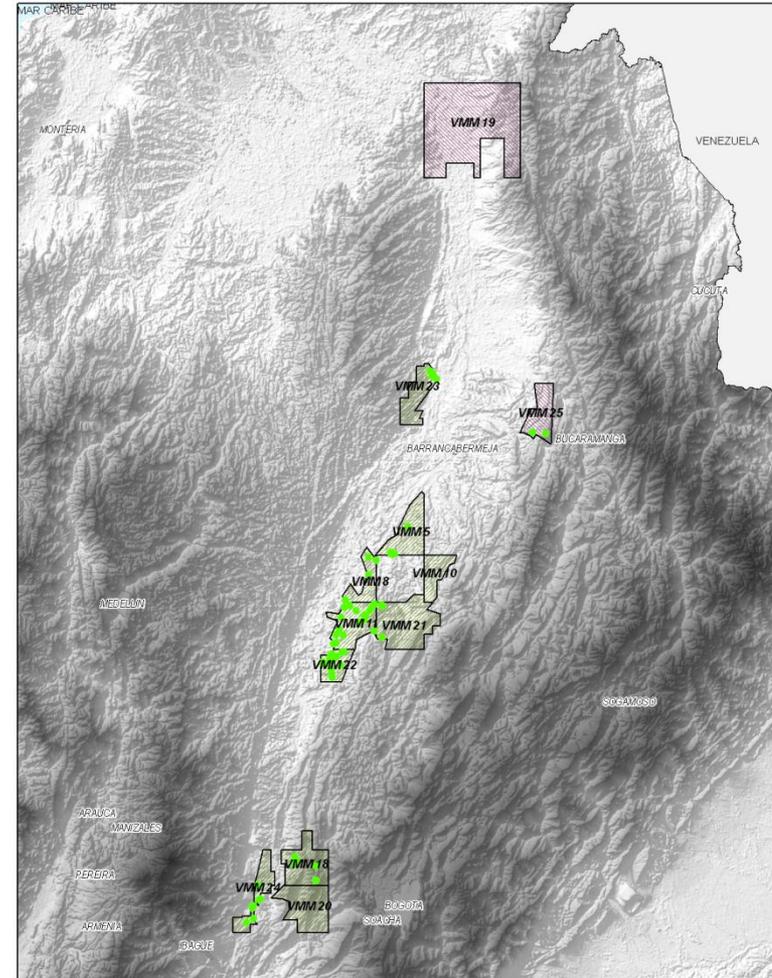
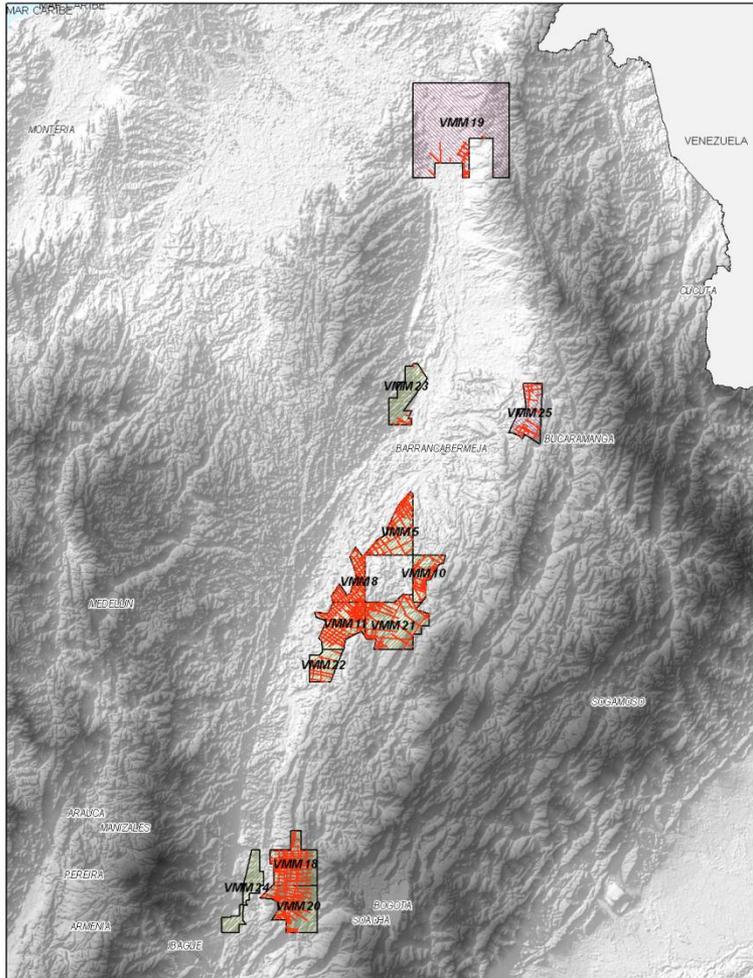
## Sísmica y Pozos

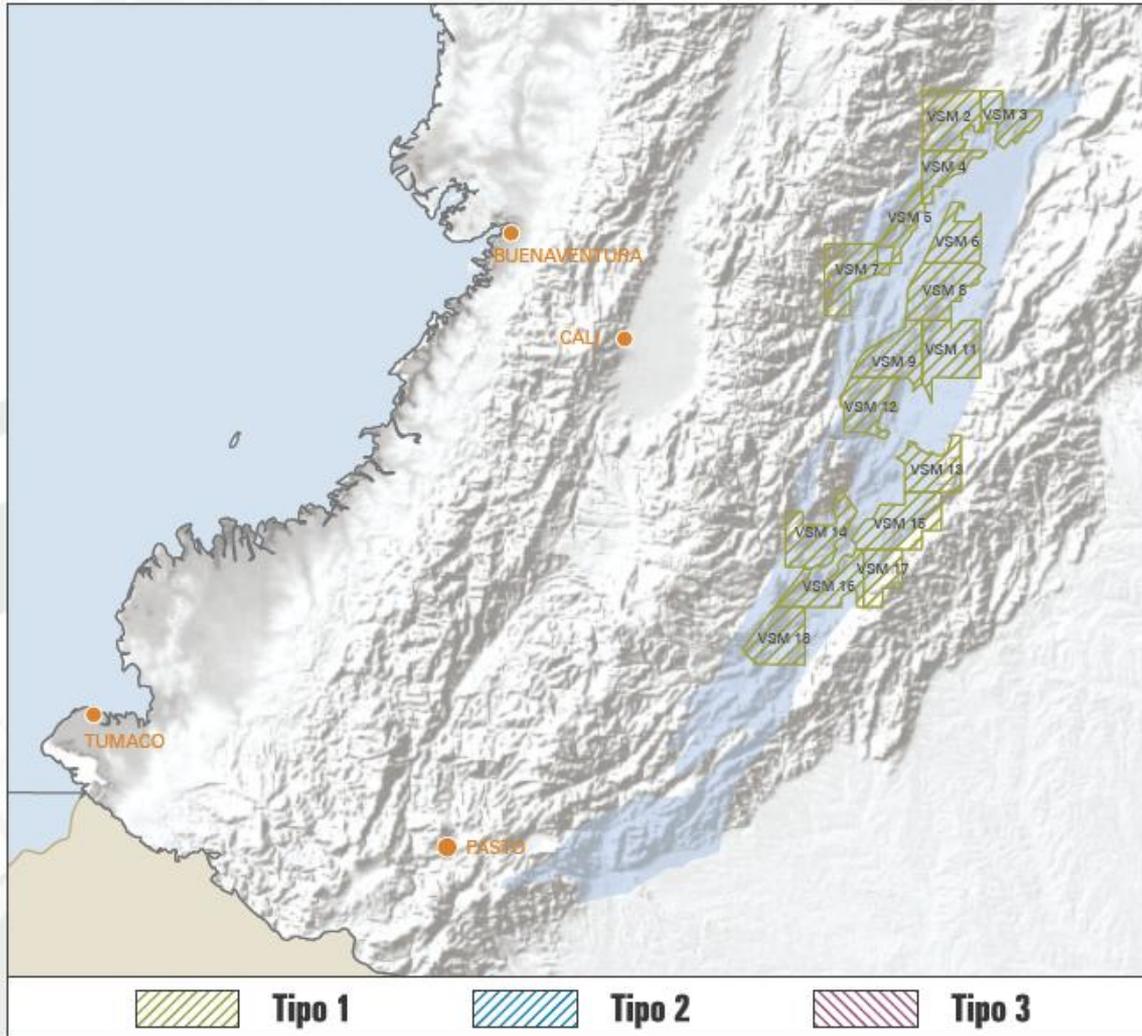




Total Hectáreas		
3.294.942		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
456	3.438	67

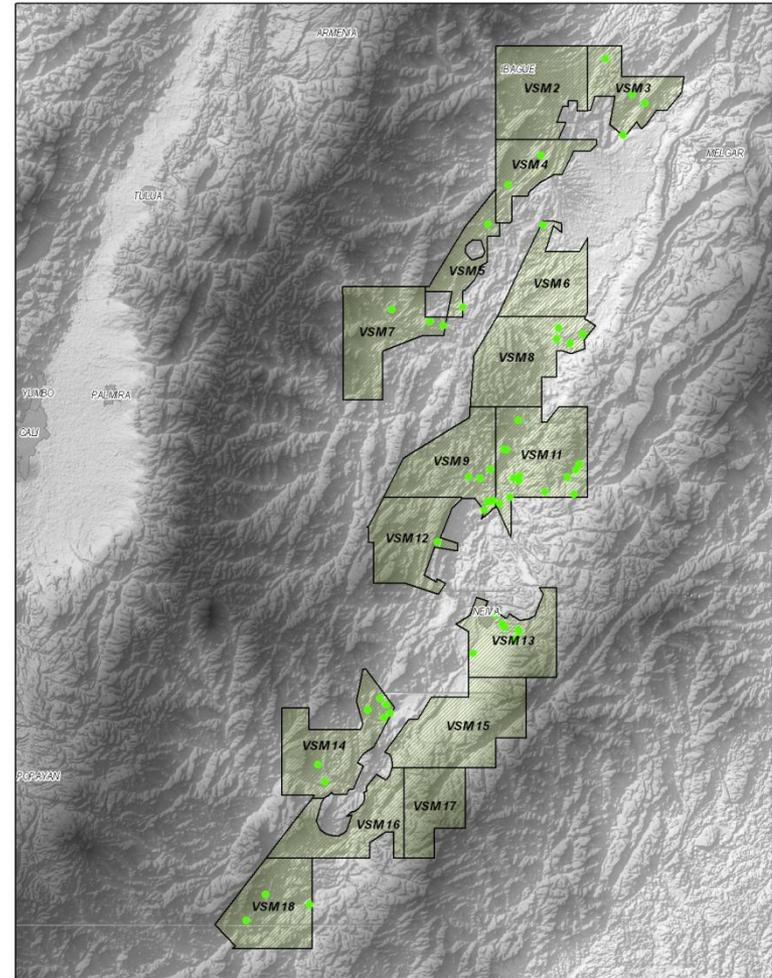
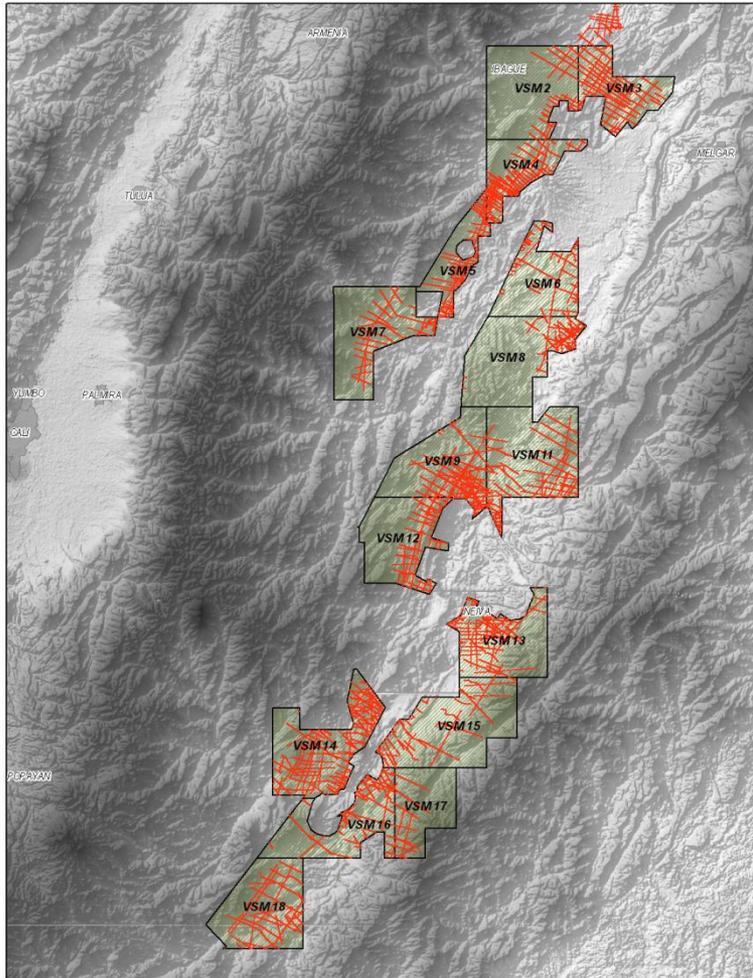
## Sísmica y Pozos

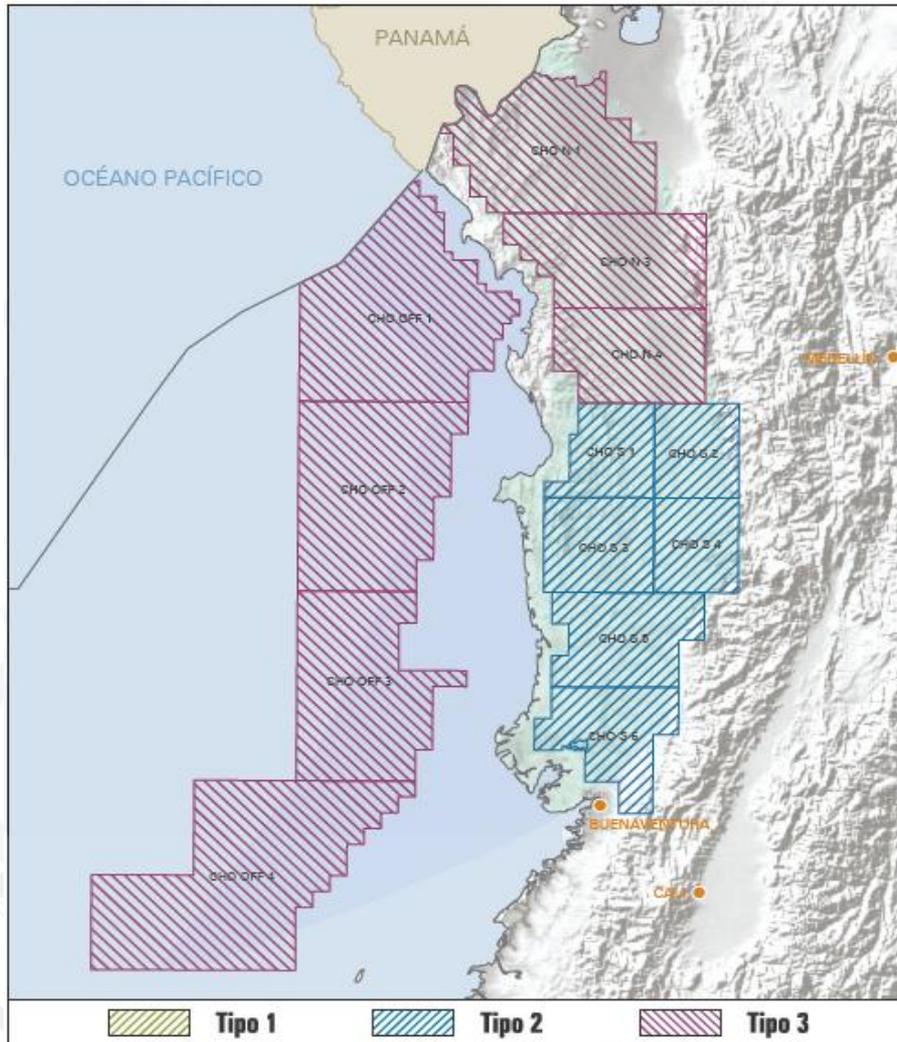




Total Hectáreas		
2.151.284		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
998	5.011	70

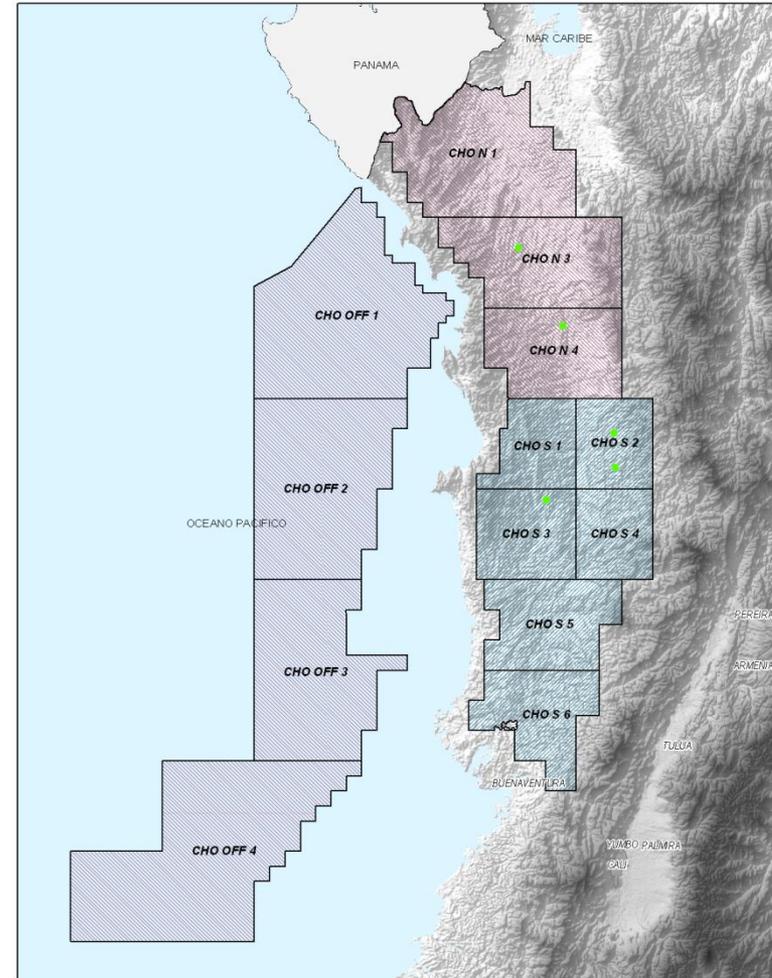
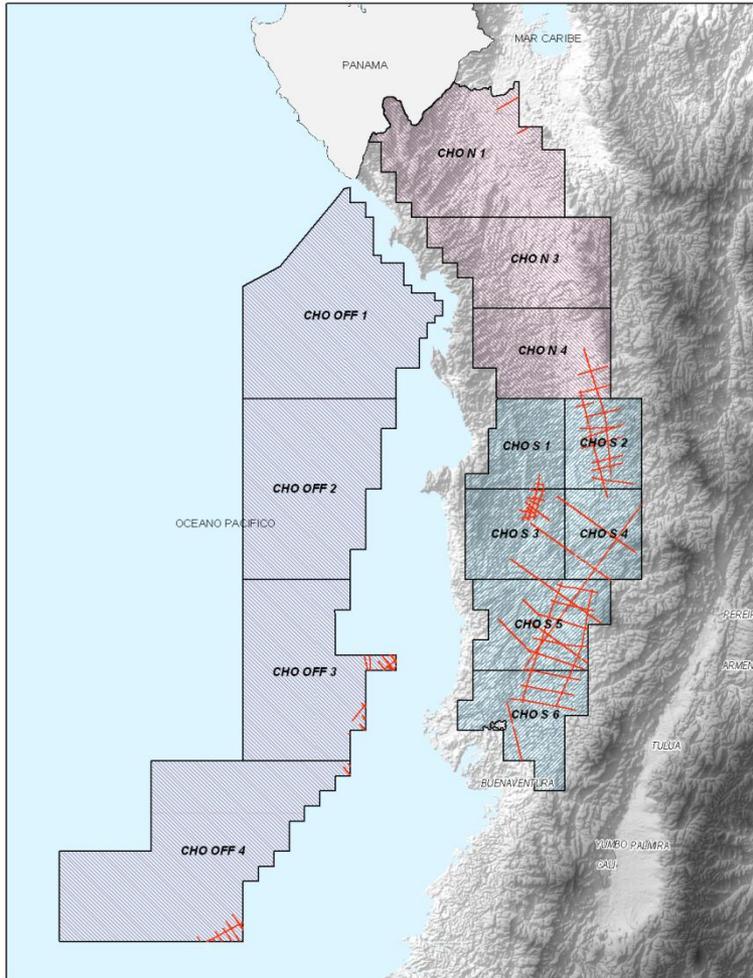
## Sísmica y Pozos

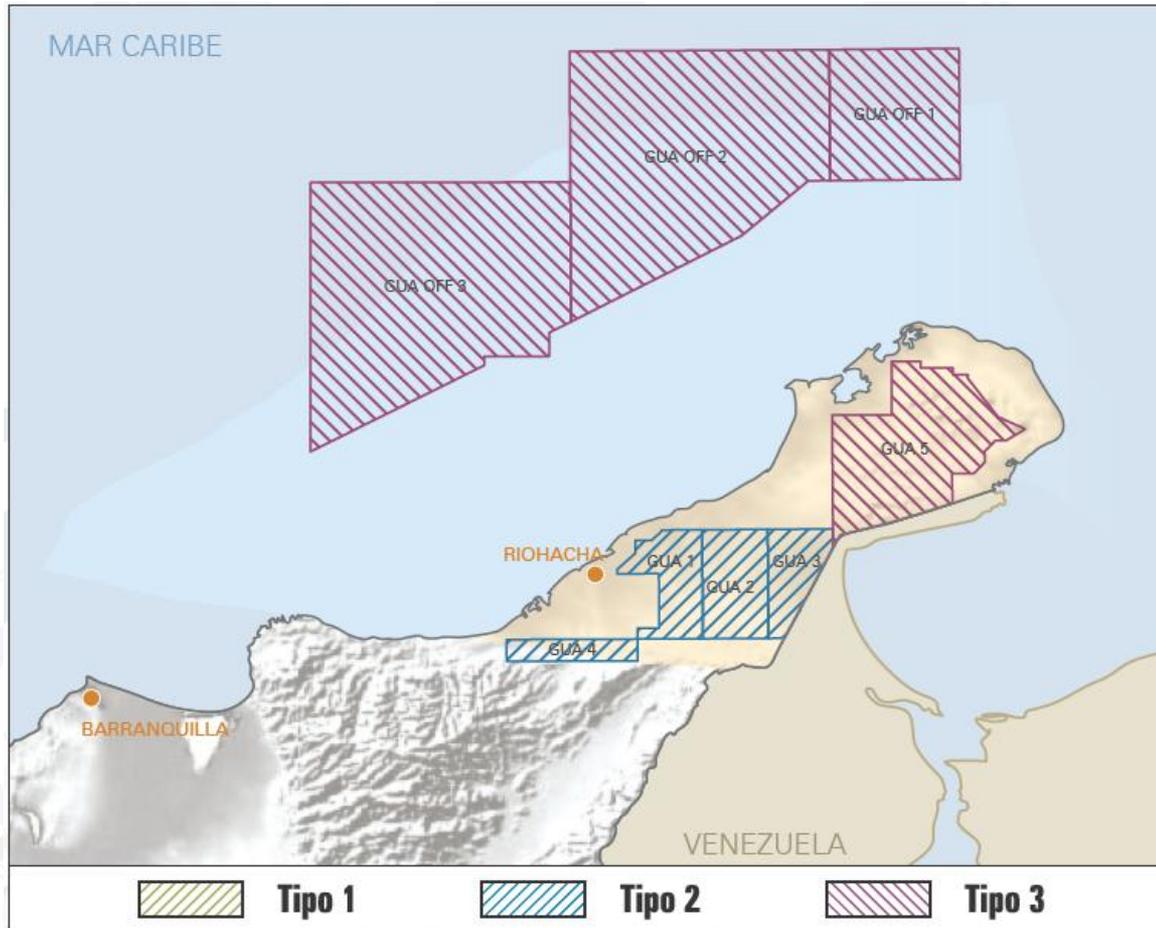




Total Hectáreas		
7.635.527		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
91	1.579	5

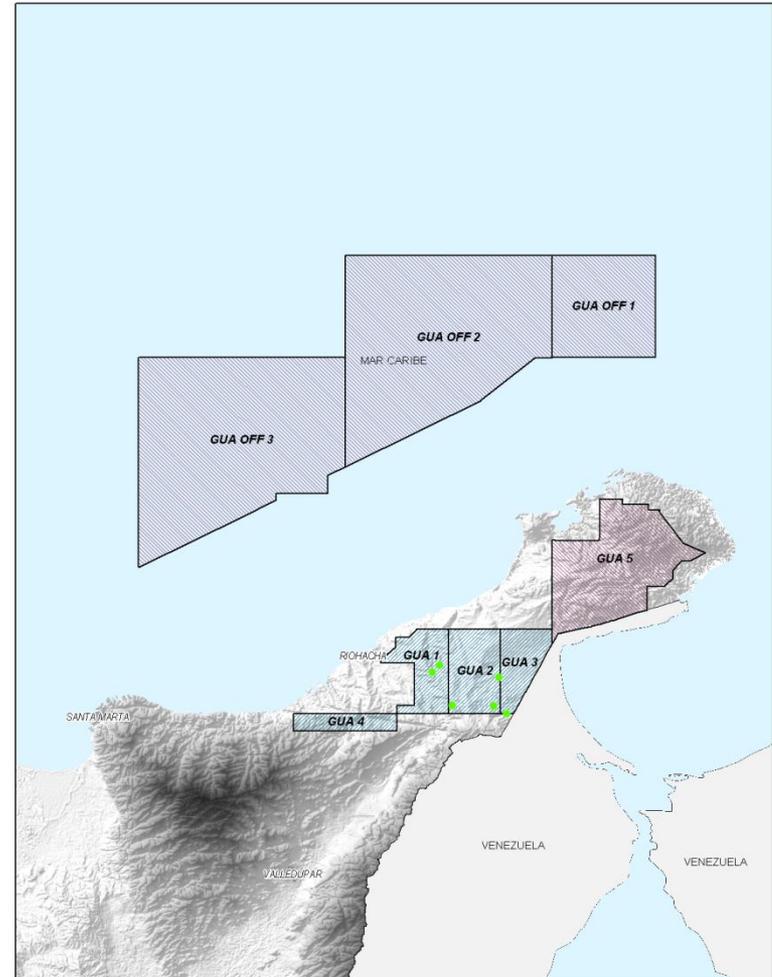
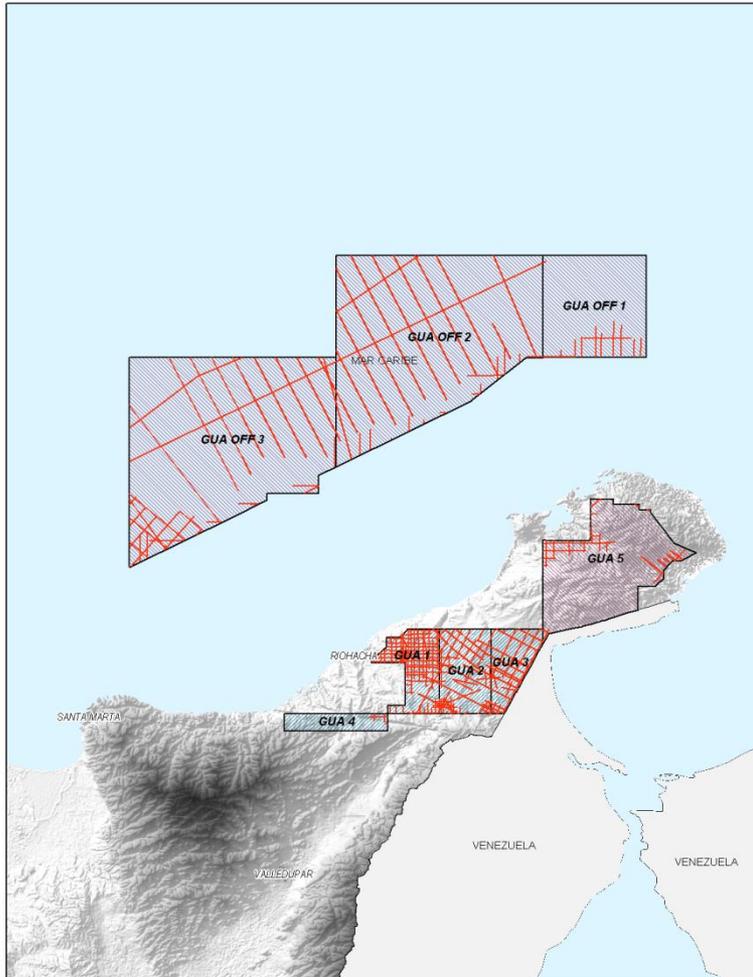
## Sísmica y Pozos

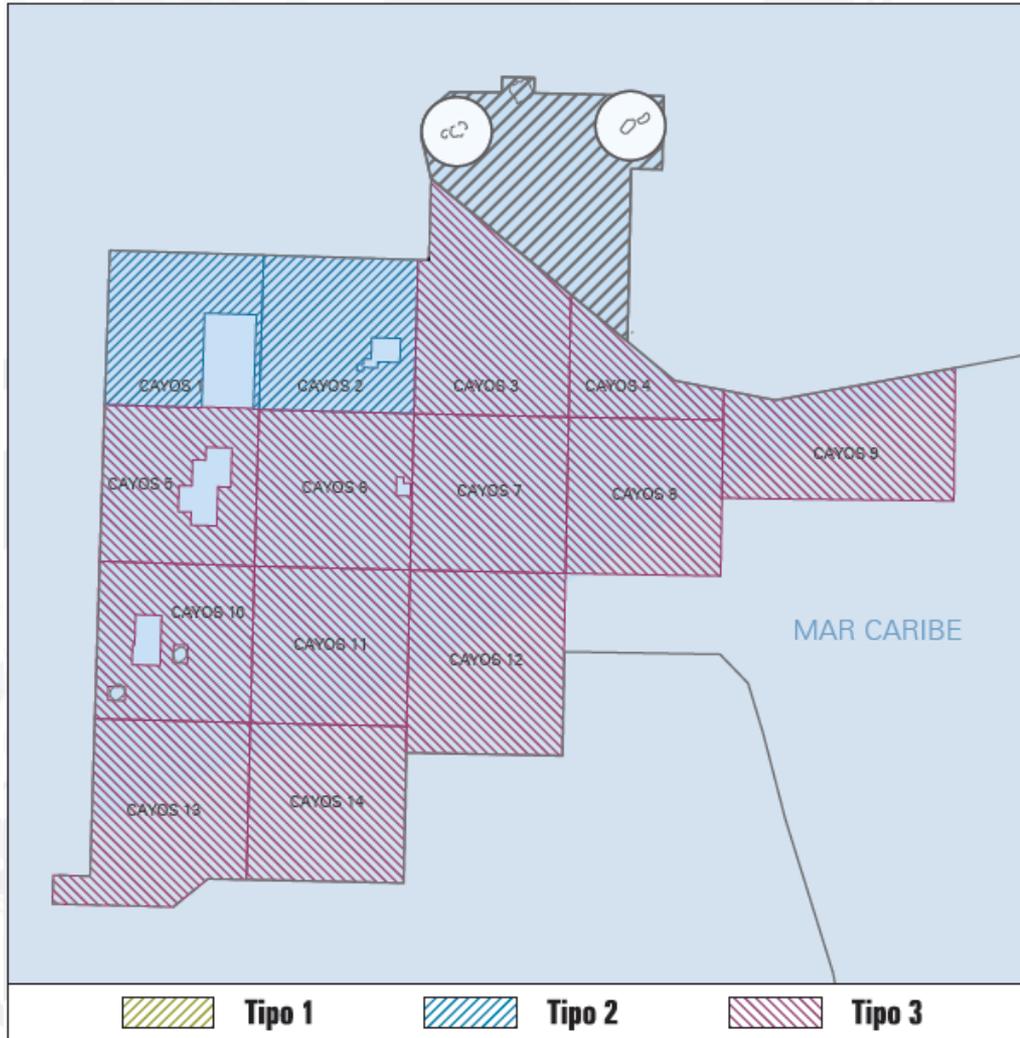




Total Hectáreas		
6.663.977		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
265	4.551	6

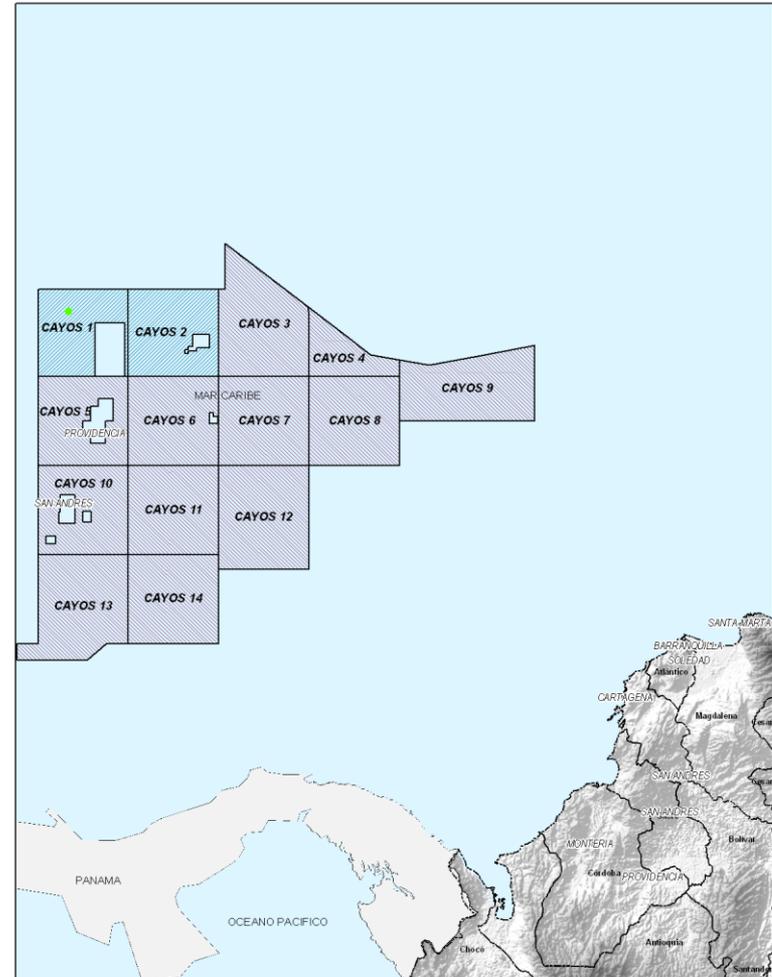
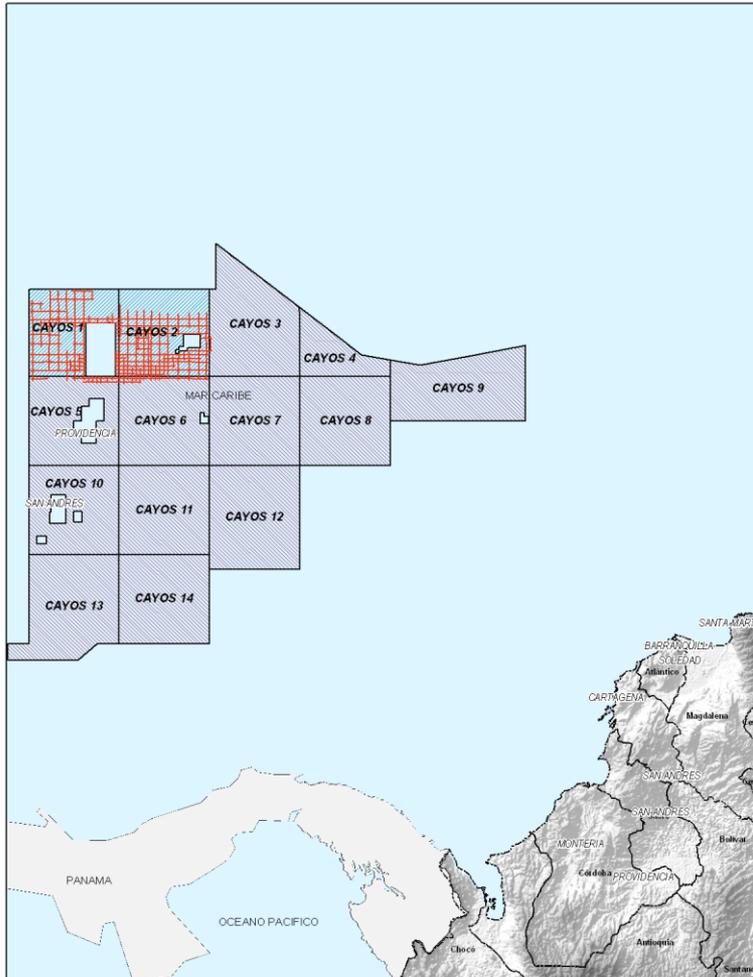
## Sísmica y Pozos



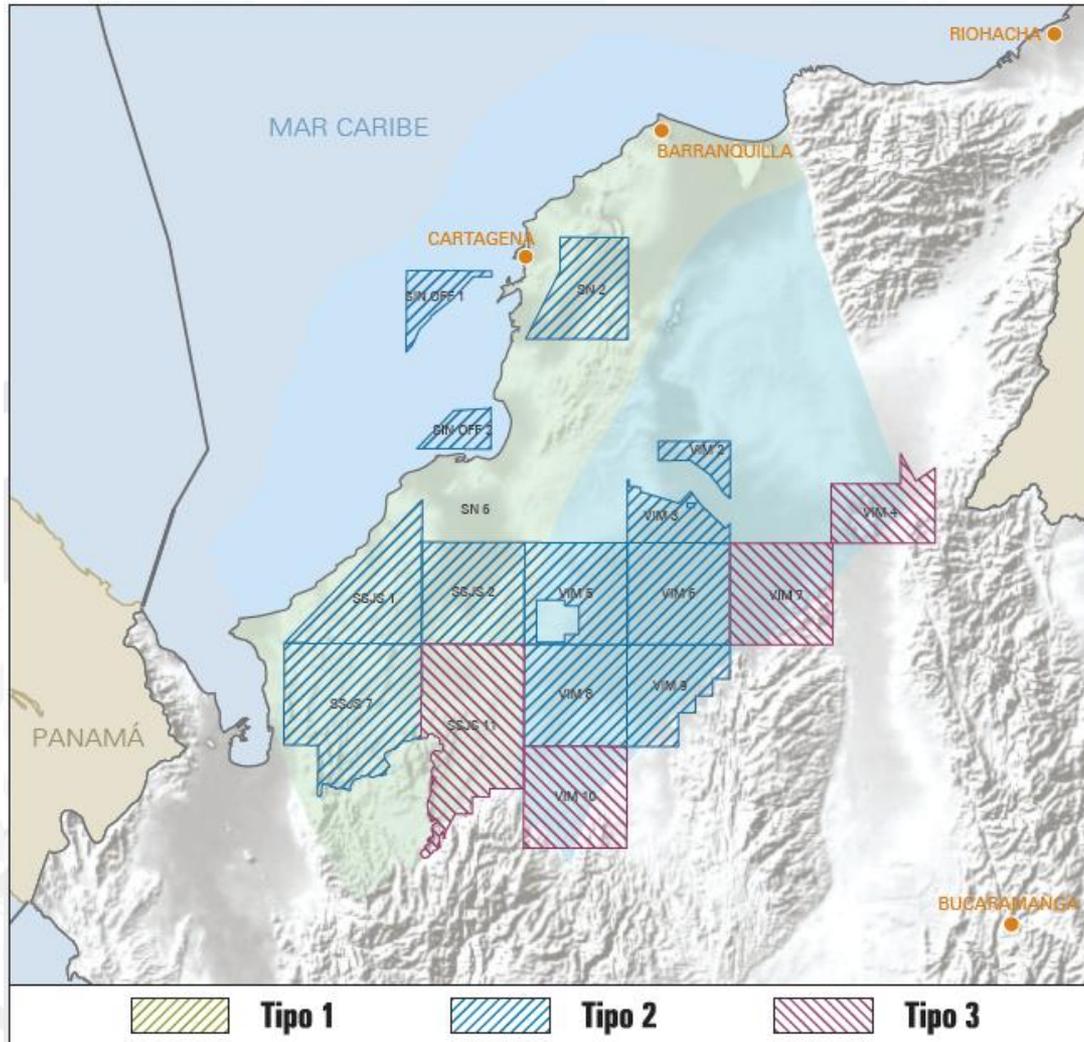


<b>Total Hectáreas</b>		
14.475.501		
<b>Líneas sísmicas</b>		<b>Pozos</b>
<b>Total</b>	<b>Km</b>	<b>Total</b>
145	4.029	2

## Sísmica y Pozos

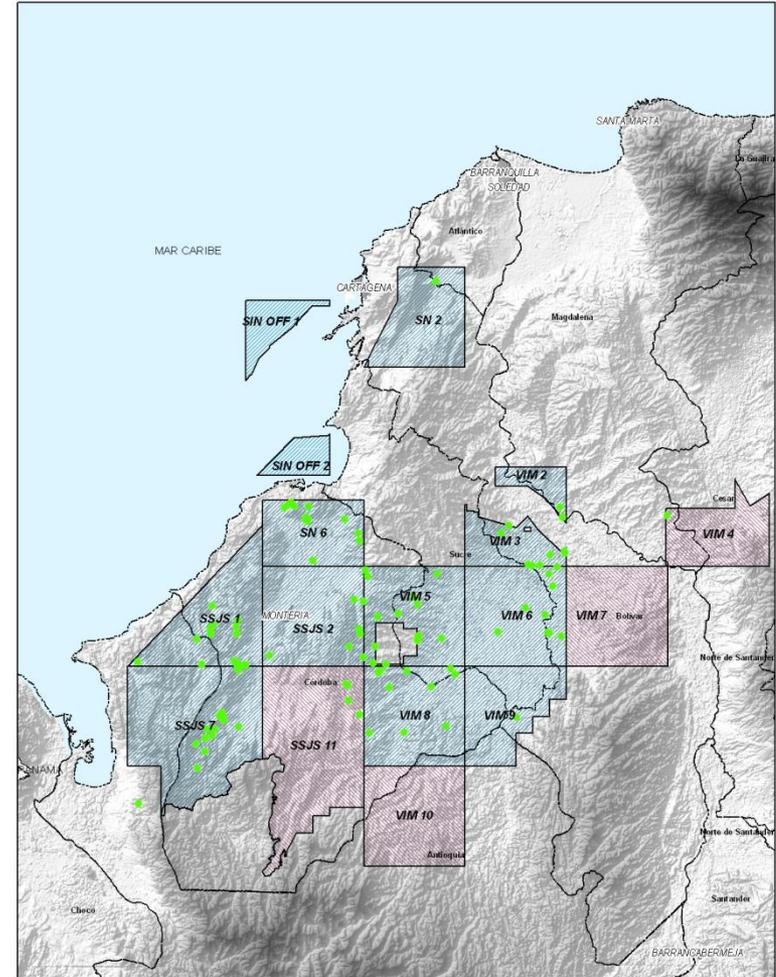
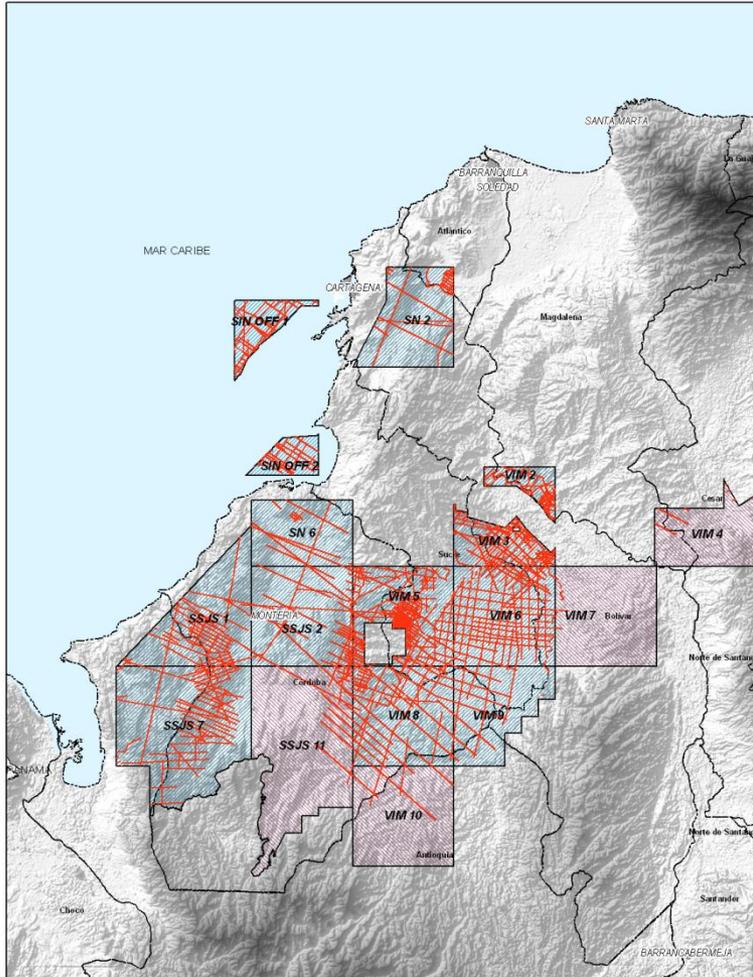


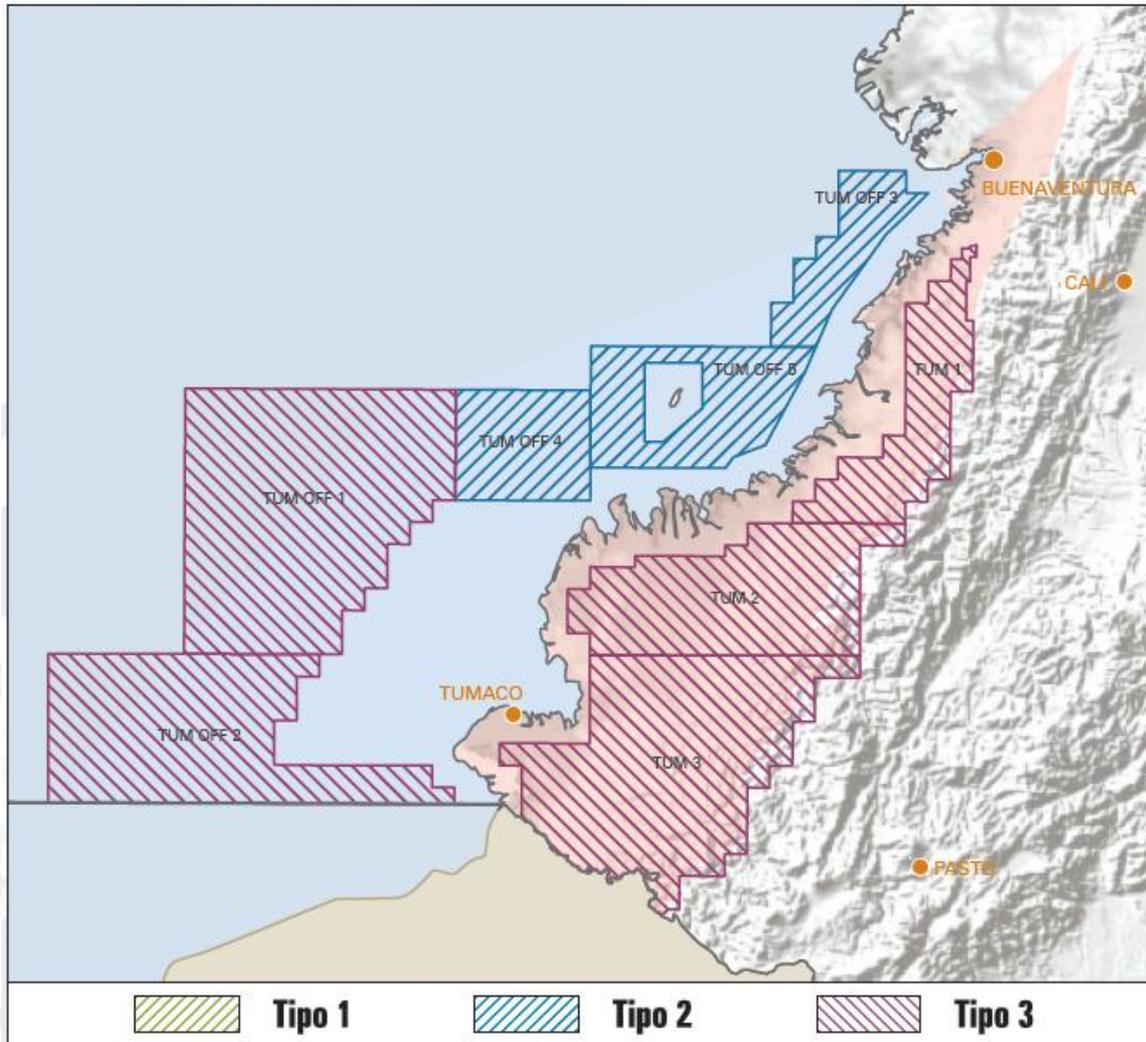
# Sinú-San Jacinto- Valle Inferior del Magdalena



Total Hectáreas		
10.723.847		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
774	10.037	121

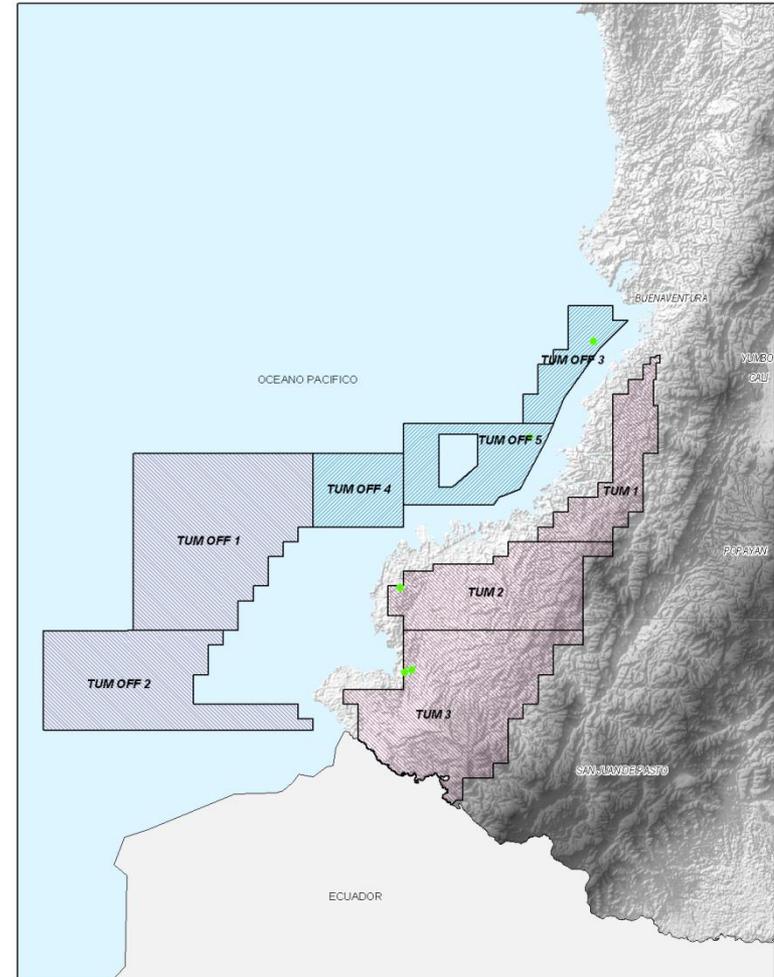
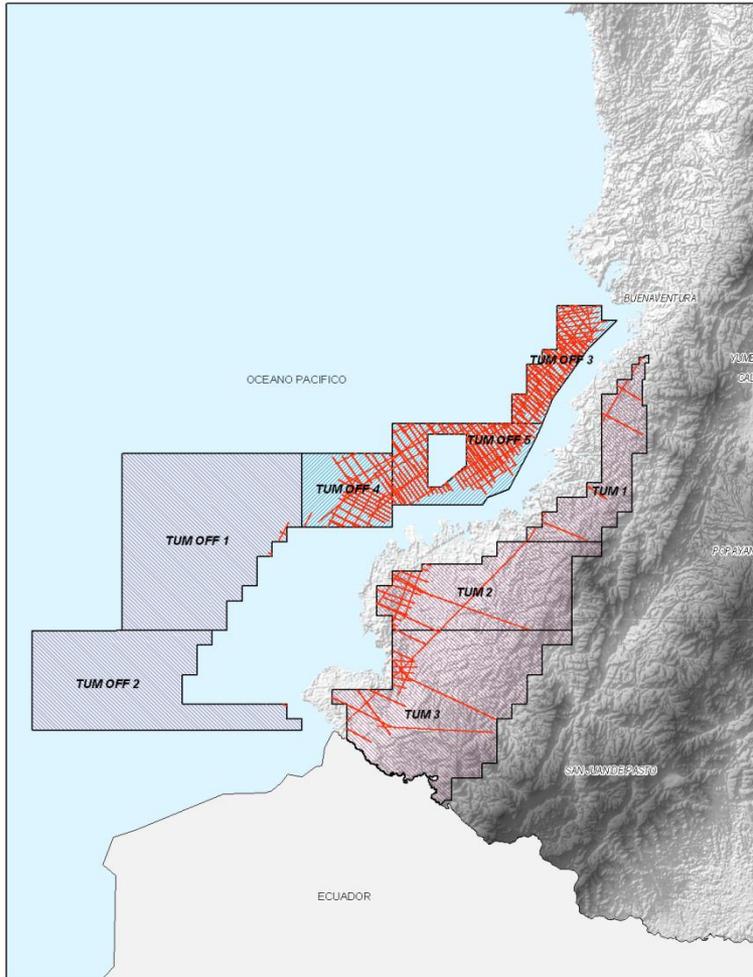
## Sísmica y Pozos

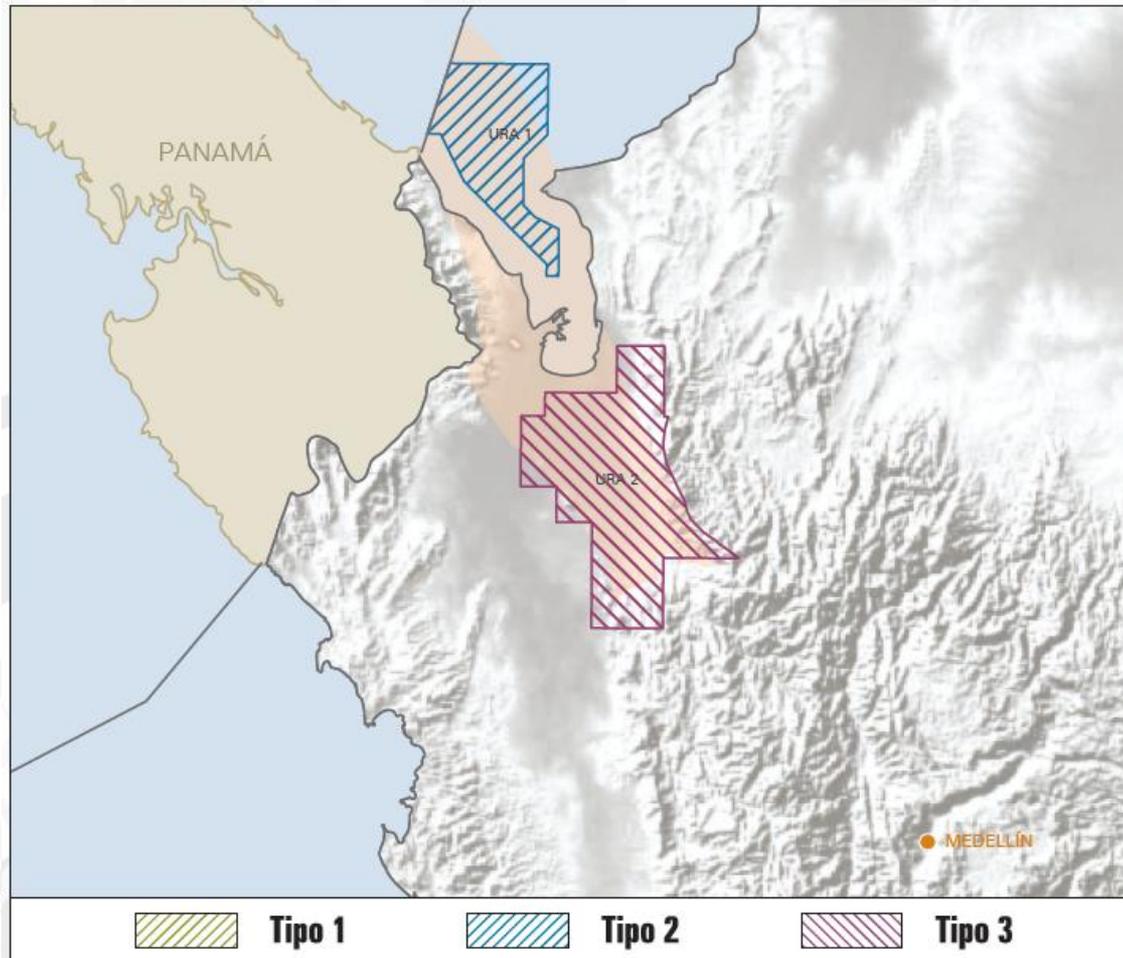




Total Hectáreas		
5.828.510		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
248	5.174	5

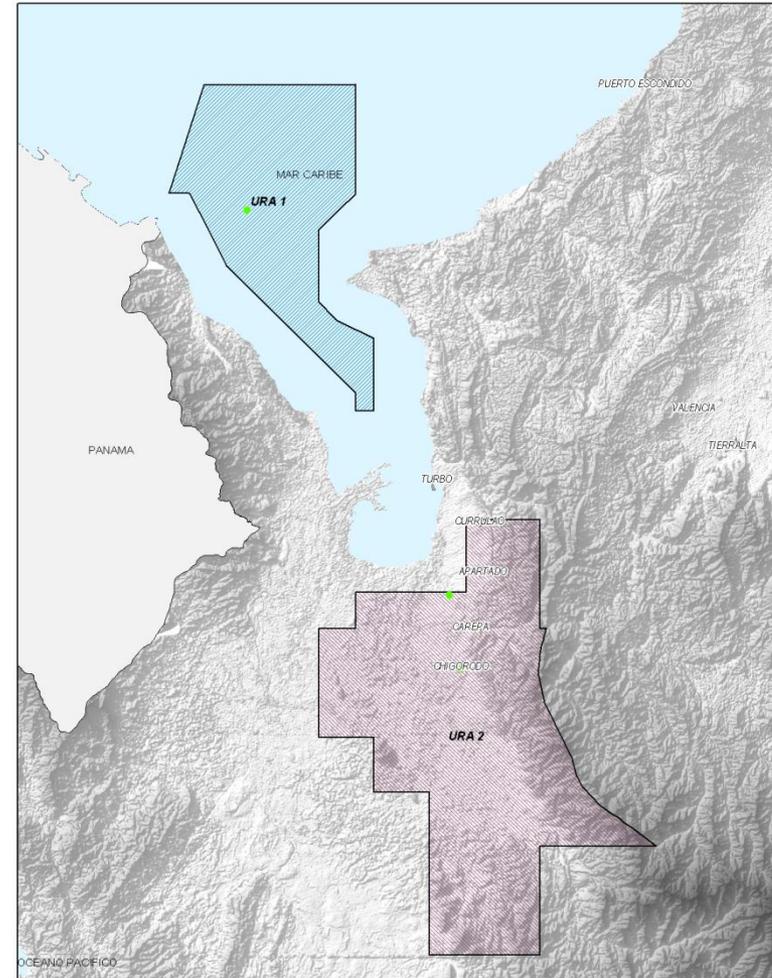
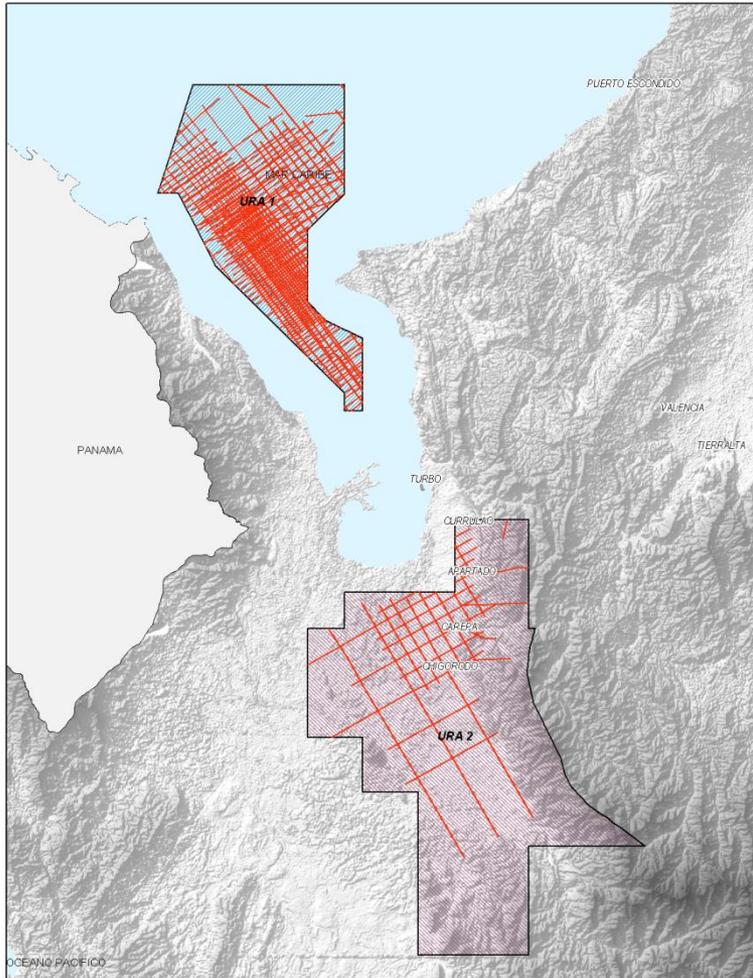
## Sísmica y Pozos

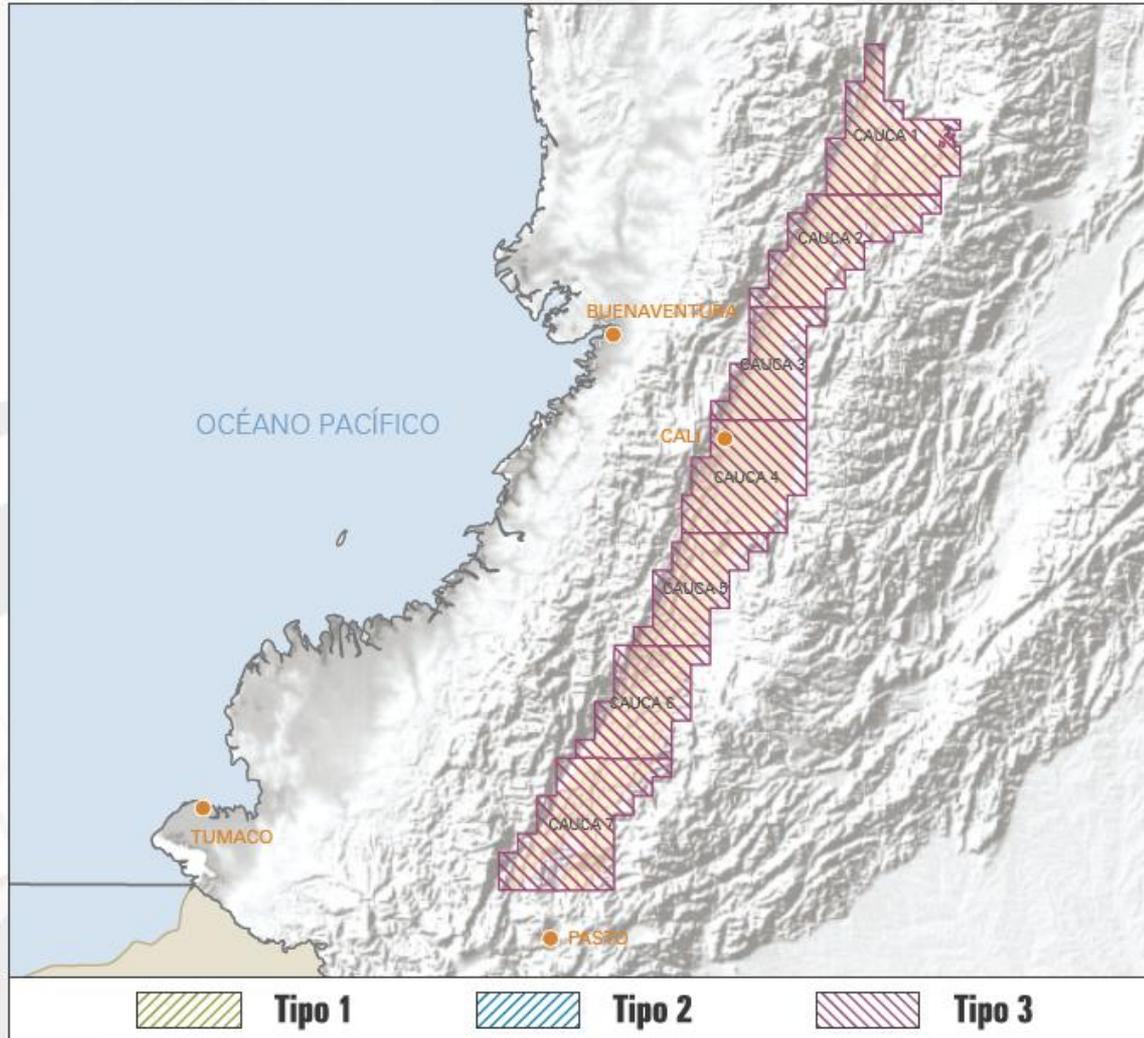




Total Hectáreas		
994.895		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
206	3.874	5

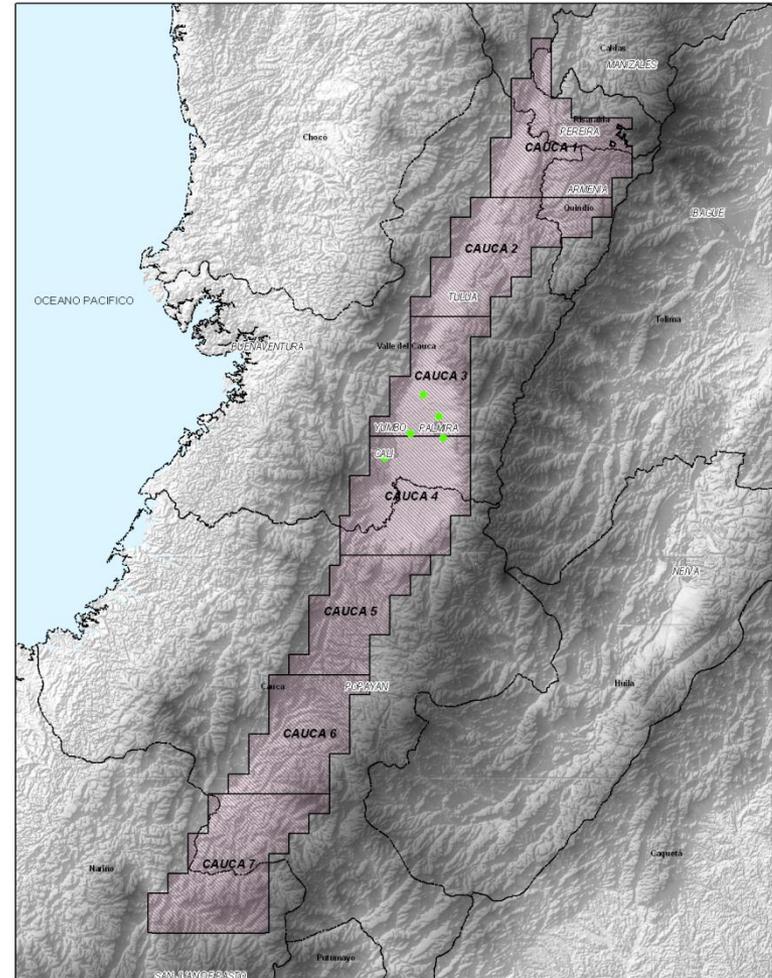
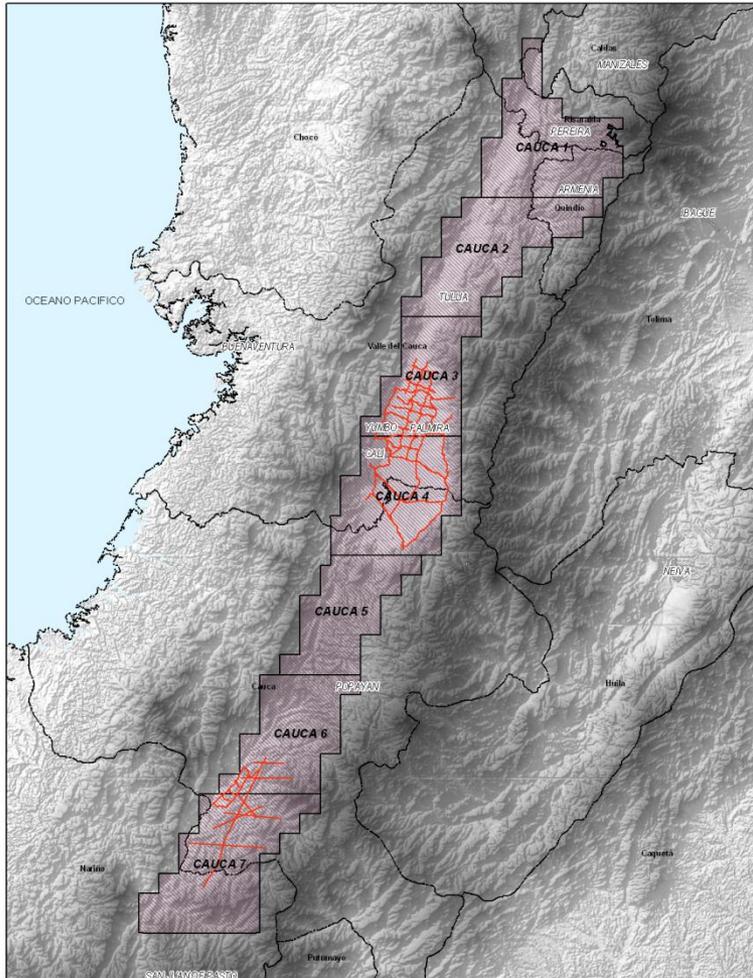
## Sísmica y Pozos

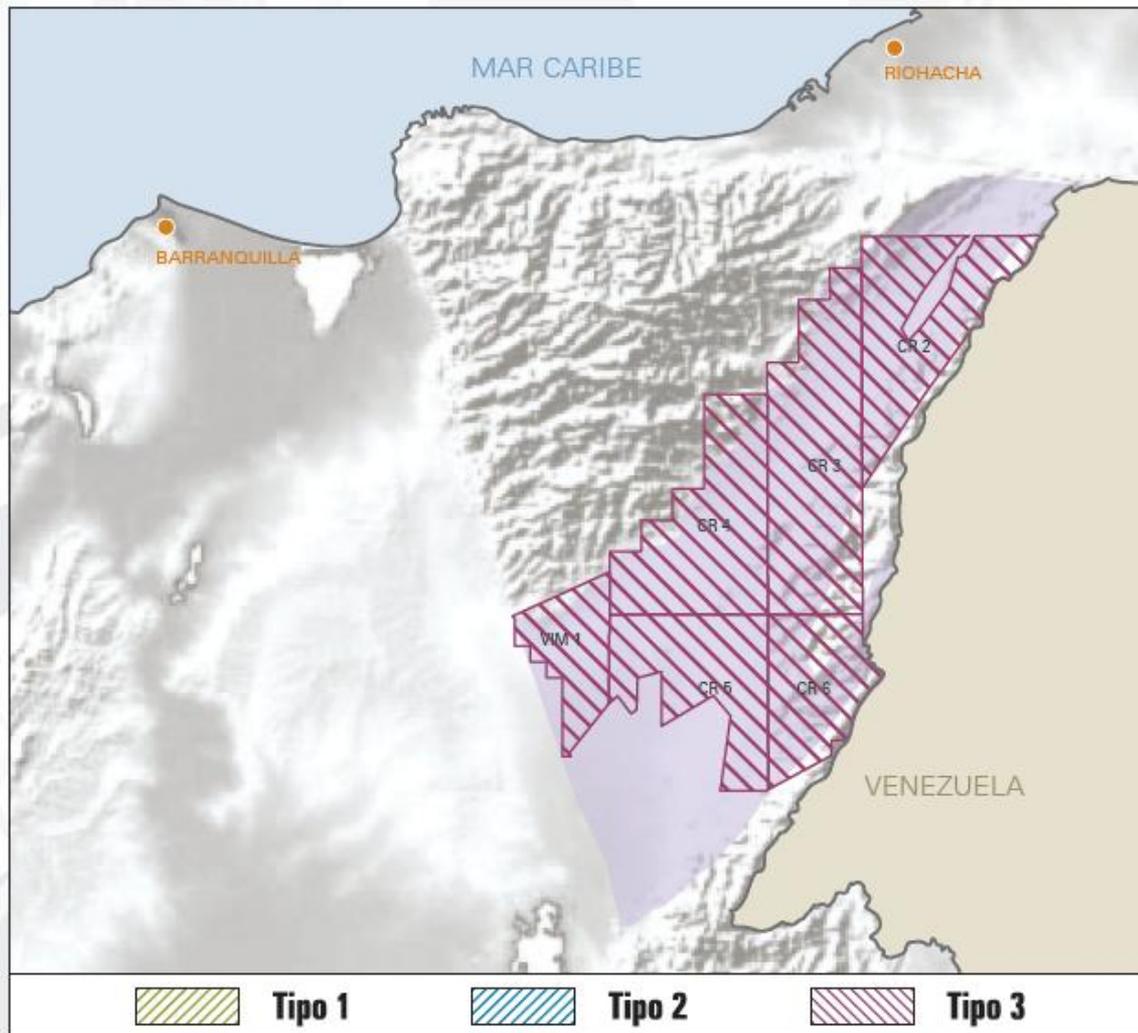




Total Hectáreas		
1.282.331		
Líneas sísmicas	Pozos	
Total	Km	Total
85	969	5

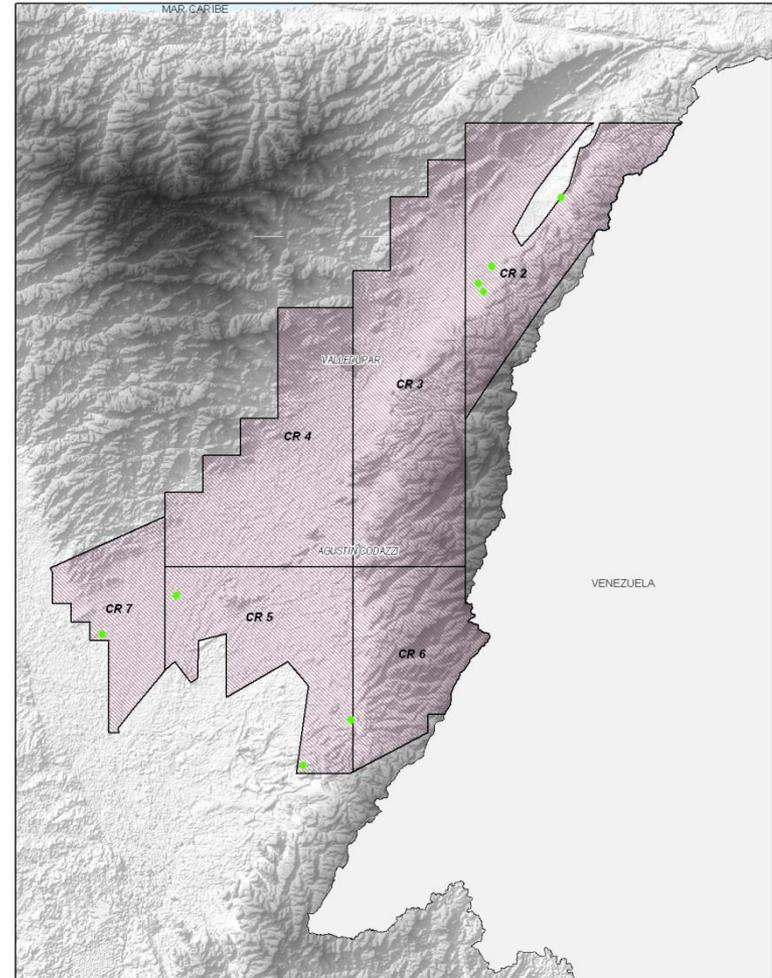
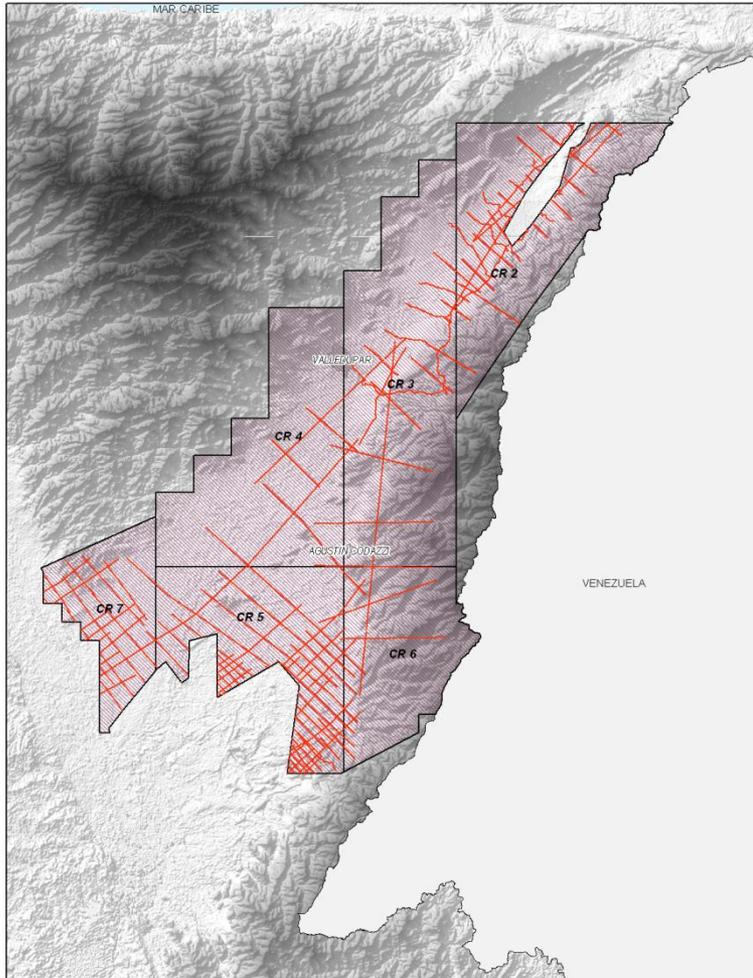
## Sísmica y Pozos

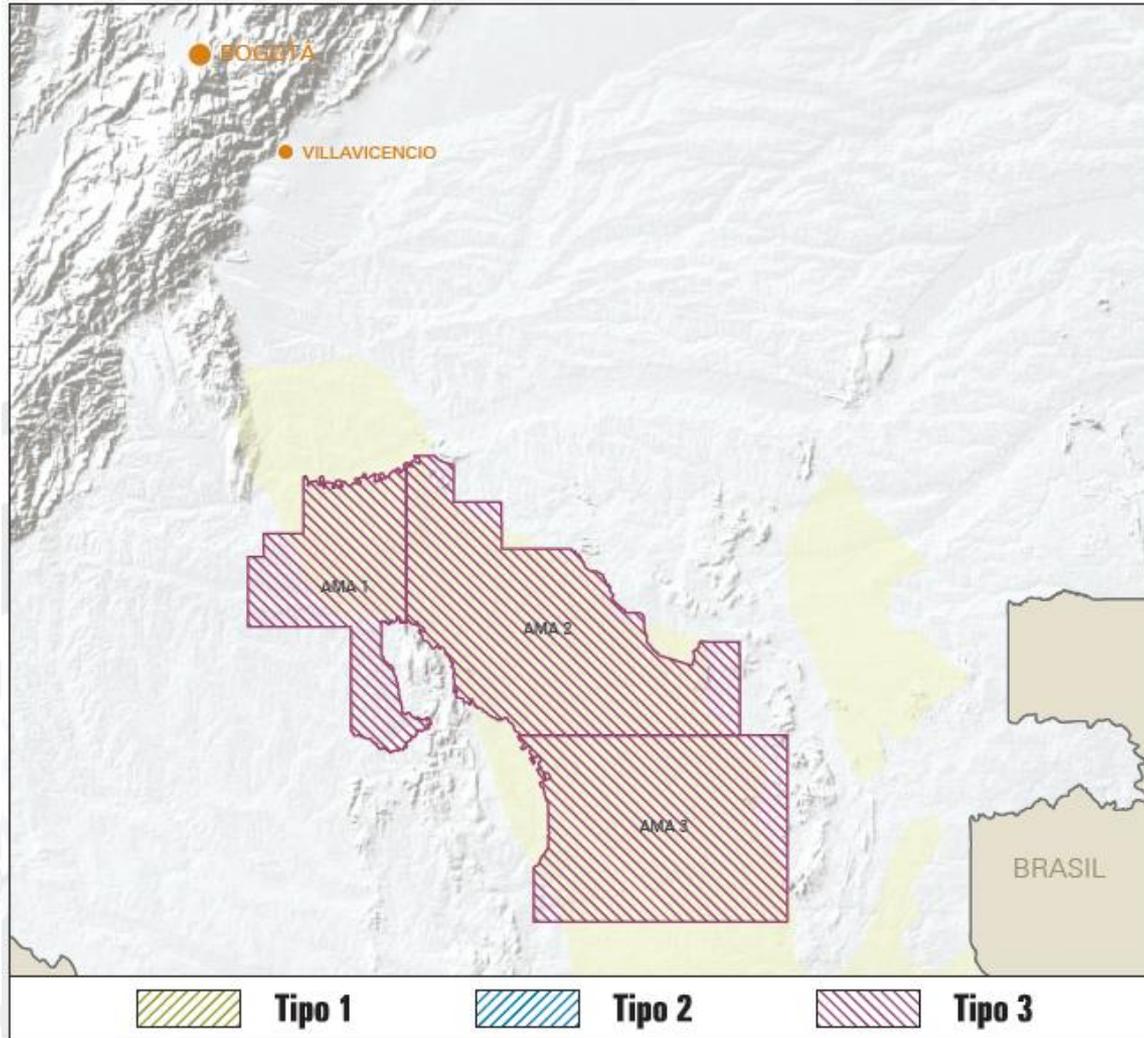




Total Hectáreas		
1.166.868		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
154	1.912	10

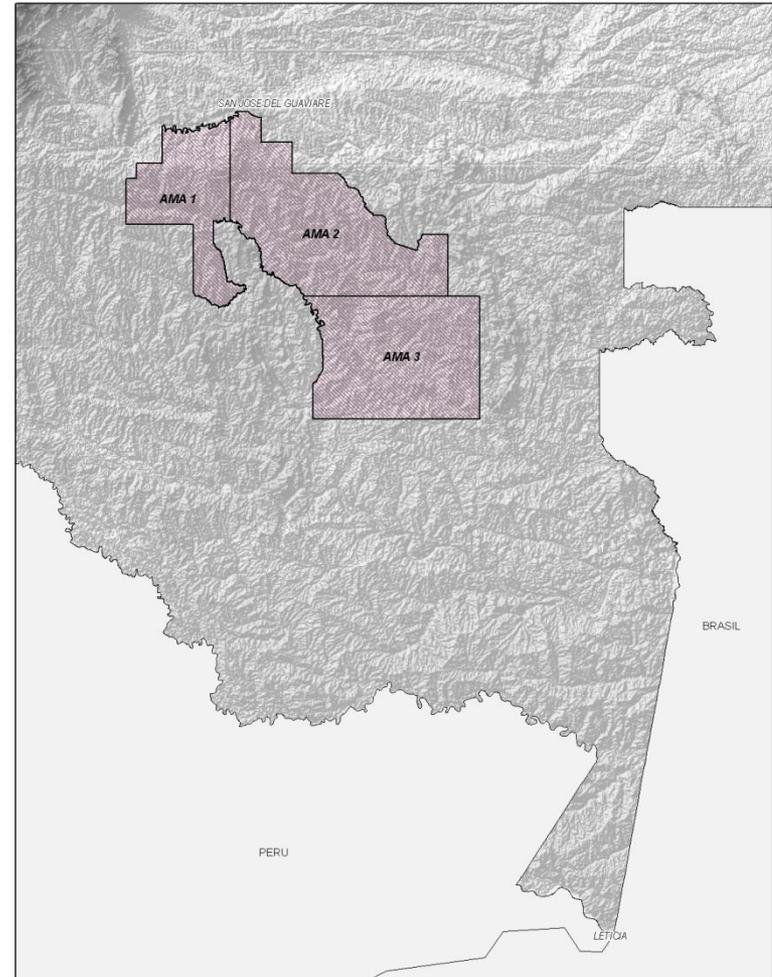
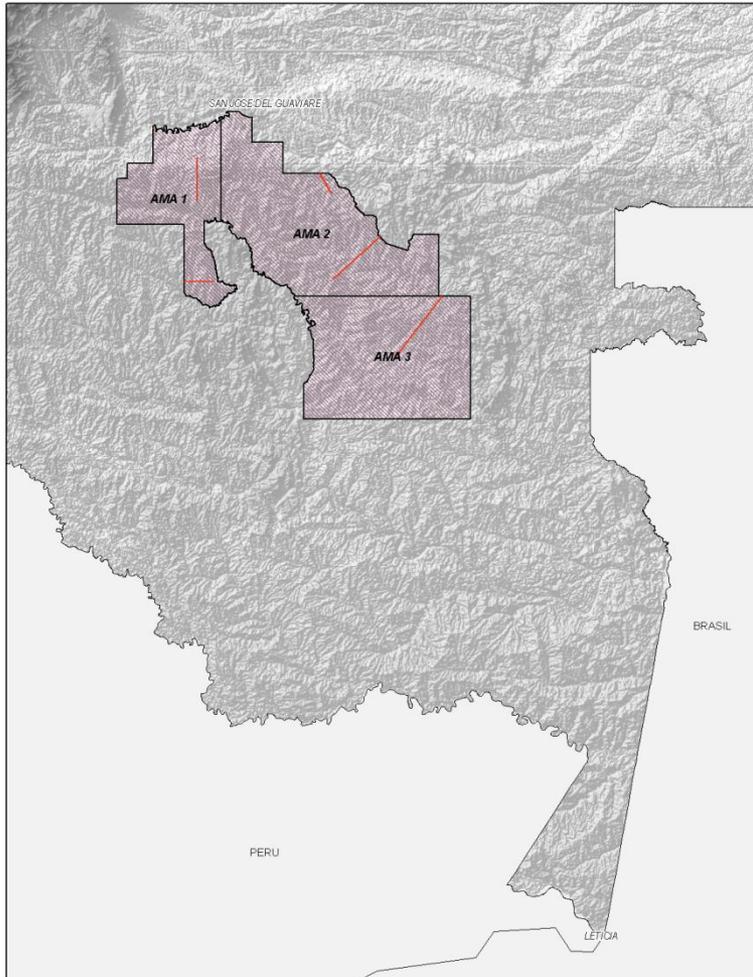
## Sísmica y Pozos





Total Hectáreas		
15.486.731		
Líneas sísmicas		Pozos
Total	Km	Total
6	216	0

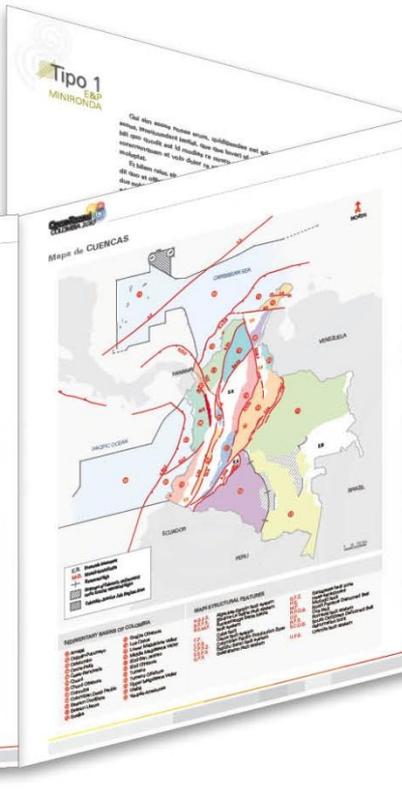
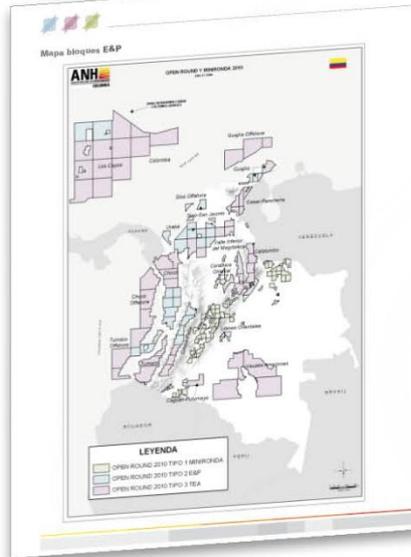
## Sísmica y Pozos



## CONTRAPORTADA INTERIOR

## ÁREAS

**MAPA 1, 2, 3**  
EGP Minironda  
EGP  
TEA Especial



**Cauca-Patia**

**Sistema Petrolero**

**Existencia de hidrocarburos**

**Reservas**

**Reserva Operativa**

**Infraestructura**

**Trampas**

## MAPA INFRAESTRUCTURA

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

Open Round  
COLOMBIA 2010

This is a larger version of the Open Round Colombia 2010 logo, featuring the same three overlapping spiral icons (yellow, red, and blue) as seen in the top left corner.

Español | English

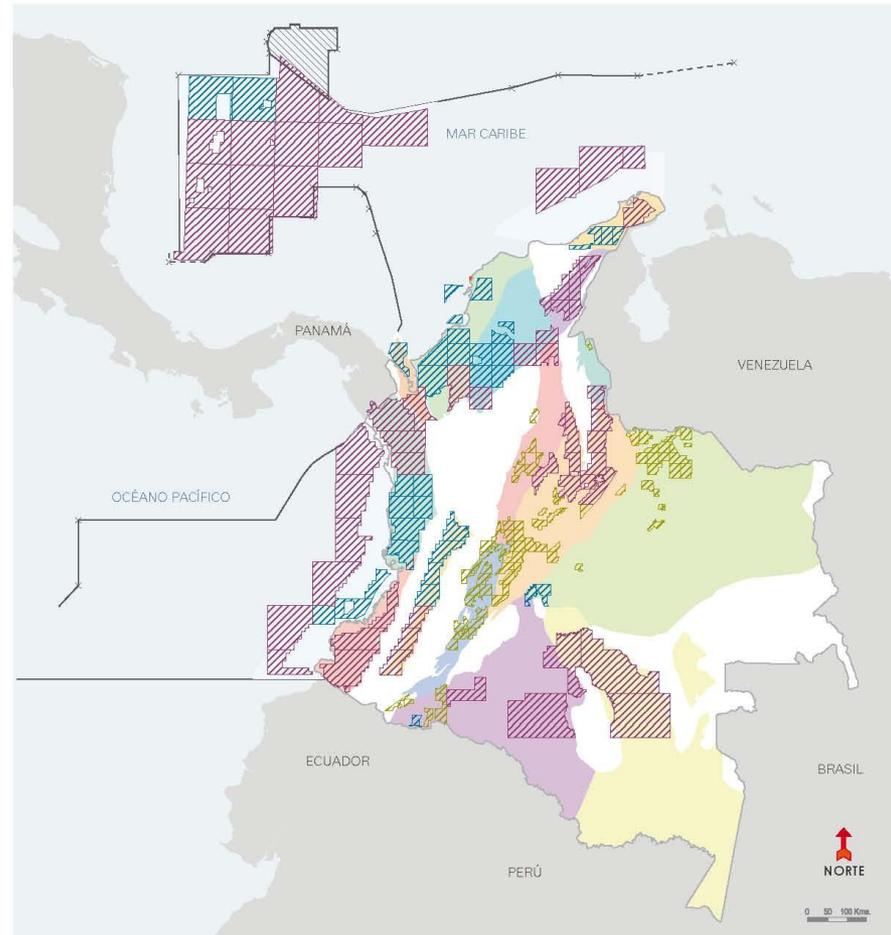
COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons



Tipo 1  
E&P  
MINIRONDA

Tipo 2  
E&P

Tipo 3  
TEA



TIPO 1

TIPO 2

TIPO 3

Guía para la  
Contratación de Áreas

Colombia:  
Expandiendo las Fronteras de los Hidrocarburos

Información General  
y Mapas

ANH

## Tipo 2 E&P | CORDILLERA ORIENTAL



Generalidades | Marco Geológico | Geología del Petróleo | Geoquímica | Sísmica Representativa | Inf. Socioambiental | Anexos

### Cordillera Oriental

CUENCAS



#### Generalidades

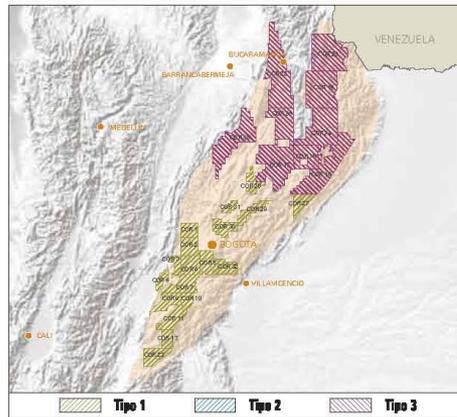


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

#### ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Cordillera Oriental
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Graben invertido / Cinturón Plegado
<b>Área de la cuenca</b>	▶ 71 766 km <sup>2</sup> / 7 176 620 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 31 891 km <sup>2</sup> / 3 189 112 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ 146
<b>Espesor máx. cohertera productiva</b>	▶ 7000 m
<b>Sísmica 2D</b>	▶ 1000 km
<b>Campos descubiertos</b>	▶ 10
<b>Roca Generadora</b>	▶ Simití-La Luna/Rosablanca
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Uña-Guadalupe/Guaduas
<b>Roca Sello</b>	▶ Guaduas-Guadalupe-Chipaque-Uña
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Petróleo y gas

La Cuenca Cordillera Oriental-cinturón plegado tiene una extensión de 71 766 km<sup>2</sup>. Se encuentra localizada entre el valle del río Magdalena y la Cuenca de los Llanos Orientales (Figura 1). La exploración en la cuenca comenzó en los alrededores de Tunja donde existen múltiples rezumaderos de petróleo. En este sector fueron hallados hidrocarburos líquidos en estructuras anticlinales. Sin embargo, el mayor interés exploratorio de la cuenca en las últimas tres décadas ha sido principalmente orientado a las trampas estructurales del piedemonte.

Durante el Triásico-Jurásico y el Cretácico tardío, esfuerzos tensionales/transensionales, produjeron un sistema de cuencas semigrabens que fueron llenadas con depósitos marinos y continentales. Durante el Cenozoico la deformación se dio principalmente en tres eventos: 1) un evento Eoceno tardío-Oligoceno temprano que produjo pliegues de contracción asociados a fallas. El cinturón plegado fue erodado y cubierto por depósitos del Oligoceno superior. 2) Un evento



TIPO 1

TIPO 2

TIPO 3

Guía para la  
Contratación de Áreas

Colombia:  
Expandiendo las Fronteras de los Hidrocarburos

Información General  
y Mapas

ANH



1. Presentación del proceso
2. Características geológicas de las áreas
- 3. Aspectos Legales**



- Constitución Política, artículos 101, 102 y 332.
- Ley 80 de 1993, artículo 76.
- Decreto Ley 1760 del 2003.
- Acuerdo 008 de 2004 y sus modificatorios.



- Se otorga el permiso para remover de su lecho natural y extraer a la superficie los recursos de propiedad del Estado que se encuentran en el subsuelo.
- Se adelantan actividades y operaciones a exclusivo costo y riesgo del contratista.
- El contratista está obligado a obtener por su propia cuenta y riesgo todas las licencias, autorizaciones y permisos requeridos para adelantar las operaciones objeto del contrato.
- Indemnidad.
- Buenas prácticas de la industria del petróleo.
- Bienes y servicios nacionales.

- El programa exploratorio comprende el programa mínimo establecido por la ANH y las actividades relacionadas con la inversión adicional.
- El valor de las actividades del programa exploratorio están determinadas por los precios unitarios establecidos por la ANH.



## Periodos del contrato

- Duración: 30 años.
  - ✓ 6 años de exploración.
  - ✓ 24 años de producción.
- Periodo de exploración.
  - ✓ dos Fases de 36 meses cada una.
  - ✓ la primera fase es de obligatorio cumplimiento.

## Programa exploratorio bloques Onshore

- Primera fase (obligatoria)
  - ✓ Reprocesamiento y reinterpretación de la sísmica existente.
  - ✓ Adquisición de sísmica 2D ó 3D.
  - ✓ Pozo exploratorio o estratigráfico.
- Segunda fase
  - ✓ Perforación de pozos exploratorios o estratigráficos.

## Programa exploratorio bloques Offshore

- Primera fase (obligatoria)
  - ✓ Análisis multiespectrales y toma de núcleos con pistón.
- Segunda fase
  - ✓ Perforación de pozos exploratorios o estratigráficos.



## Programa de evaluación.

- El programa de evaluación debe presentarse dentro los 6 meses del descubrimiento.
- 1 año duración máxima de la evaluación ó 2 años si incluyen pozos exploratorios.
- Prórrogas:
  - ✓ 1 año adicional por pozos exploratorios no previstos.
  - ✓ 2 años adicionales en caso de gas natural, o crudo pesado.
- Los resultados de la evaluación deben presentarse a los 3 meses de su terminación indicando claramente la comercialidad.

## Período de producción

- Duración 24 años.
- Comienza con la declaración de comercialidad.
- Plan de desarrollo.
- Posible extensión del término en el caso que haya producción disponible, sujeto a ciertas condiciones.

## Plan de desarrollo

- Debe ser presentado dentro de los 3 meses de la declaración de comercialidad.
- Debe cubrir todos los aspectos de desarrollo y producción del área.
- Contenido (entre otros):
  - ✓ Mapa del área de producción propuesto
  - ✓ Estimación de reservas
  - ✓ Estimado de producción anual

## Derechos económicos

- Por uso del subsuelo:

- ✓ Áreas de exploración, es un valor en dólares que resulta de multiplicar las hectáreas en exploración por el valor señalado por la ANH, durante cada fase.

Se causará al mes dieciocho (18) de haberse iniciado la primera fase del contrato E&P o cuando el contratista decida continuar con la ejecución del mismo.

- ✓ Áreas de evaluación y de producción, derecho por unidad de producción de propiedad del contratista que resulta de multiplicar la producción de hidrocarburos que corresponde a éste por el valor en dólares señalado por la ANH en la minuta del contrato.

- Por precios altos

Es un porcentaje de participación en la producción neta de regalías que el contratista entrega a la ANH y que aplica:

- ✓ En el caso de crudo, a partir de una producción acumulada de 5 millones de barriles y si el precio WTI excede el precio base de referencia,  $P_0$ .
- ✓ En el caso de gas, a partir del 5 año de producción; para exportación de gas; y si el precio Henry Hub excede el precio base ( $P_0$ ).

## Participación por precios altos

- Aplica a partir de una producción acumulada de 5 millones de barriles y si el precio WTI excede el valor  $P_o$ .
- La participación en la producción ( $Q$ ) es equivalente a:

$$Q = \frac{P - P_o}{P} \times S$$

Donde:

- ✓  $P$  = Precio WTI
- ✓  $P_o$  = Precio base
- ✓  $S$  = Porcentaje de participación

API Gravedad	Po (USD\$/BI) (Año 2009)
Bajo 10°	No Aplica
>10° y ≤15°	46.50
>15° y ≤ 22°	32.56
>22° y ≤ 29°	31.39
>29°	30.22
Descubrimientos a más de 300m de profundidad de agua	37.20

P	S
$P_o \leq P < 2P_o$	30 %
$2P_o \leq P < 3P_o$	35 %
$3P_o \leq P < 4 P_o$	40 %
$4P_o \leq P < 5P_o$	45 %
$5P_o \leq P$	50 %

- Aplica a partir del 5 año de producción; para exportación de gas; y cuando el precio de referencia Henry Hub excede el precio base ( $P_o$ ).
- La participación en la producción ( $Q$ ) es equivalente a:

$$Q = \frac{P - P_o}{P} \times S$$

Donde:

- ✓  $P$  = Precio Henry Hub, y
- ✓  $P_o$  = Precio base de referencia (ver tabla)
- ✓  $S$  = Porcentaje de participación

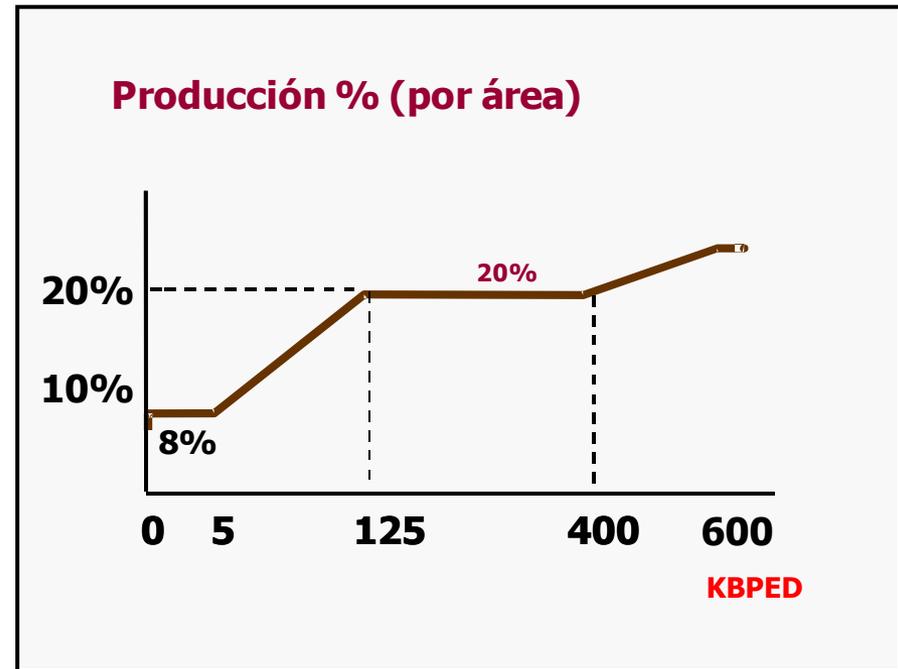
Distancia línea recta entre el puerto de embarque y el puerto destino (km)	$P_o$ US\$/MMBTU (Año 2009)
>0 y $\leq$ 500	\$6.98
>500 y $\leq$ 1000	\$8.13
>1000 o planta de LNG	\$9.30

- Porcentaje de participación de la producción total después de regalías ofrecida por el contratista.
- Transferencia de tecnología.



## Regalía

- Pagadera mensualmente.
- Basada en el valor bruto de la producción de hidrocarburo de cada campo o área (MME establece precios).
- Pagadera en efectivo/especie a elección de la ANH.
- Aplicable a todas las áreas de acuerdo con los términos del contrato.



### Descuento relativo a la rata de crudo liviano

<b>Gas</b>	<b>- 20%</b>
<b>Crudo Pesado</b>	<b>- 25%</b>

El incumplimiento da lugar a:

- Multas
  - ✓ Obligaciones con cuantía determinada, hasta por el monto del valor de la actividad incumplida,
  - ✓ Obligaciones sin cuantía determinada, hasta por USD\$50.000 y hasta igualar el valor de la garantía.
- Terminación del contrato.

## Causales de Terminación del contrato

- Renuncia.
- Vencimiento del período de exploración.
- Vencimiento del período de producción.
- Mutuo acuerdo de las partes en cualquier tiempo.
- Declaración de incumplimiento.
- Terminación unilateral del contrato.
- Caducidad o terminación de acuerdo con la Ley.

- Confidencialidad de la Información
    - Todo dato adquirido (sísmica, procesamiento, etc.), interpretado para cada fase deberá ser proveído a la ANH al finalizar cada fase de exploración y/o cada año (durante la fase de producción).
    - Data está sujeta a acuerdos de confidencialidad
      - ✓ Sísmica 5 años
      - ✓ Pozos 5 años
      - ✓ Interpretación de información 20 años
- O hasta la terminación del contrato o devolución de área.

## Objeto y Programa de Evaluación.

- Objeto: Realizar operaciones de evaluación técnica, tendiente a evaluar el potencial e identificar zonas prospectivas.
- Duración: Treinta y seis (36) meses.
- Prórroga del contrato: Por mutuo acuerdo.



- Derechos económicos
  - ✓ Monto que resulta de multiplicar un valor en dólares señalado por la ANH, por cada hectárea y por cada año o fracción de vigencia del contrato.



## Programa Exploratorio

- El Programa Exploratorio comprende el Programa Mínimo establecido por la ANH y las actividades relacionadas con la Inversión Adicional.
- El valor de las actividades del Programa Exploratorio están determinadas por los precios unitarios establecidos por la ANH.
- Bloques Onshore
  - ✓ Líneas sísmicas.
  - ✓ Pozo exploratorio o Estratigráfico.
  - ✓ Métodos indirectos de alta resolución.
- Bloques Offshore
  - ✓ Sísmica
  - ✓ Batimetría.

## Derechos del Evaluador:

- Reservar un área extensa para realizar trabajos de exploración.
- Seleccionar un área para un contrato de E&P.
- Igualar una propuesta de un tercero para contrato de E&P, o
- Seleccionar una segunda área, renunciando al derecho de igualar.
- Nominar áreas adicionales.
- Participar en nominaciones por terceros.
- Exclusividad, terceros no podrán nominar áreas hasta que el evaluador seleccione un área para E&P o hasta el término del del TEA Especial.

## Derechos de un Tercero:

- Proponer un Contrato de E&P una vez la exclusividad se levante.
- Nominar áreas adicionales.
- Participar en procesos competitivos de nominación por terceros.



## Confidencialidad:

- Durante la duración del TEA o,
- Hasta que el EVALUADOR proponga un E&P.



## Causales de Incumplimiento

- Cesión del contrato sin la autorización previa de la ANH.
- Suspensión injustificada.
- No entrega de la información técnica o ésta presente errores o insuficiente.
- No mantener los seguros.

El incumplimiento da lugar a:

- Multas
  - ✓ Obligaciones con cuantía determinada, hasta por el monto del valor de la actividad incumplida,
  - ✓ Obligaciones sin cuantía determinada, hasta por USD\$50.000 y hasta igualar el valor de la garantía.
- Terminación del contrato.

## Causales de Terminación

- ✓ Vencimiento del plazo
- ✓ Renuncia
- ✓ Mutuo acuerdo de las partes.
- ✓ Declaración de Incumplimiento.
- Causales de Terminación unilateral
  - ✓ Proceso liquidatorio
  - ✓ Causales de Ley
  - ✓ Declaración de incumplimiento.

- Cesión
- Trámites Adicionales
  - ✓ Consulta previa.
  - ✓ Plan de Manejo Ambiental o Licencia Ambiental.
- Solución de Controversias
- Devolución Voluntaria de Áreas.

Dentro de los primeros dieciocho meses de la primera fase del contrato E&P o del término del contrato TEA Especial, el contratista podrá hacer devoluciones de hasta el 50% del área contratada, en las condiciones de las cláusulas respectivas en cada contrato.

- Garantía de Cumplimiento

El Contratista deberá constituir dentro de los quince días calendario siguientes al inicio de la Primera Fase, o del contrato, según sea el caso, la garantía de cumplimiento equivalente al cincuenta por ciento (50%) del valor del programa exploratorio (mínimo más adicional) y con una vigencia equivalente a la mitad de la duración de la primera fase.

En caso de continuar con el contrato, un (1) mes antes de vencerse la primera mitad de la duración de la primera fase, el contratista deberá ampliar el valor de la garantía por el cincuenta por ciento (50%) restante del valor del programa exploratorio neto de la actividad realizada y extender su vigencia hasta por los dieciocho (18) meses restantes y seis (6) meses más.

Las garantías vigentes podrán reducirse en el monto equivalente a los trabajos que se hayan ejecutado, a lo largo de la duración de la respectiva fase, una vez recibida en el EPIS la información técnica resultante.

- Renuncia al Contrato

Dentro de los primeros 18 meses de la primera fase, en el caso de los contratos E&P o, a la mitad de la duración del TEA Especial, el Contratista deberá comunicar por escrito a la ANH su intención de continuar o renunciar al contrato.

En caso de renuncia, transfiere a La ANH el 50% del valor de las actividades no cumplidas del Programa Exploratorio Mínimo y el 100% de la inversión adicional no invertida, de la respectiva fase.

Gracias!

[www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)

