

XIII Congreso Nacional y IV Internacional de Servicios Públicos y TIC

Muestra Empresarial, Tecnológica y Financiera



Superintendencia
Servicios Públicos
República de Colombia



Andesco

Asociación Nacional de Empresas de
Servicios Públicos y Comunicaciones

Junio 22, 23 y 24 de 2011
Medellín, Colombia
Centro de Convenciones Plaza Mayor



Perspectivas de los Hidrocarburos No Convencionales en Colombia

Julio César Vera Díaz
Director de Hidrocarburos

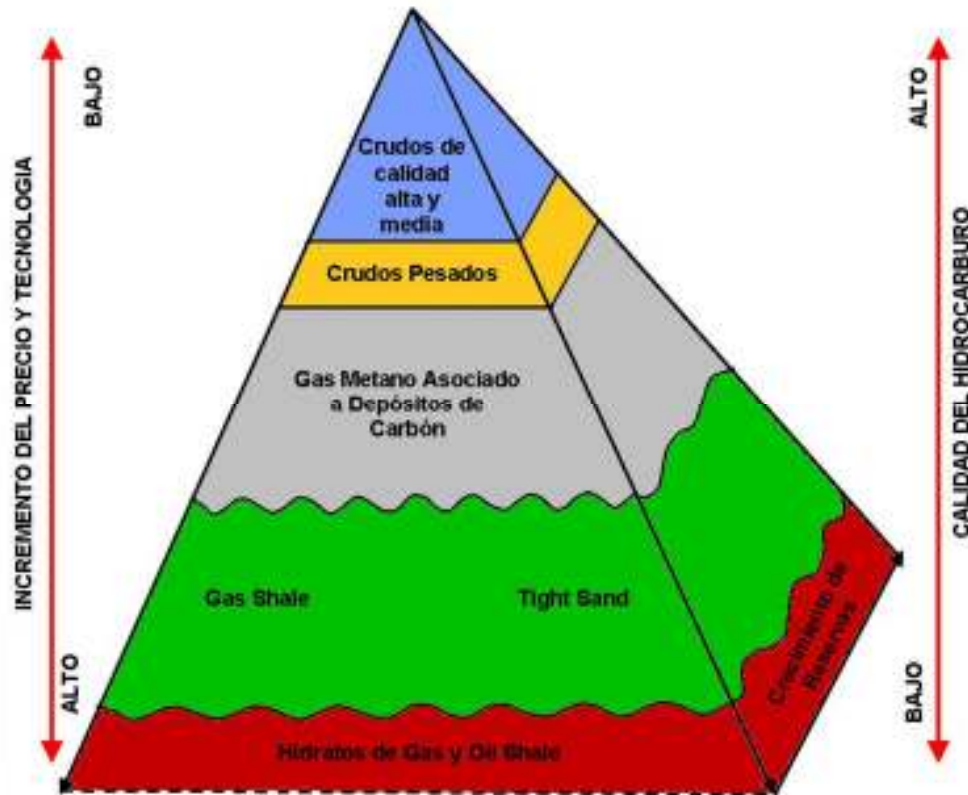
XIII Congreso Nacional y IV Internacional de Servicios
Públicos y TIC

Medellín, 22 de Junio de 2011





YACIMIENTOS CONVENCIONALES vs. NO CONVENCIONALES



CONVENCIONALES

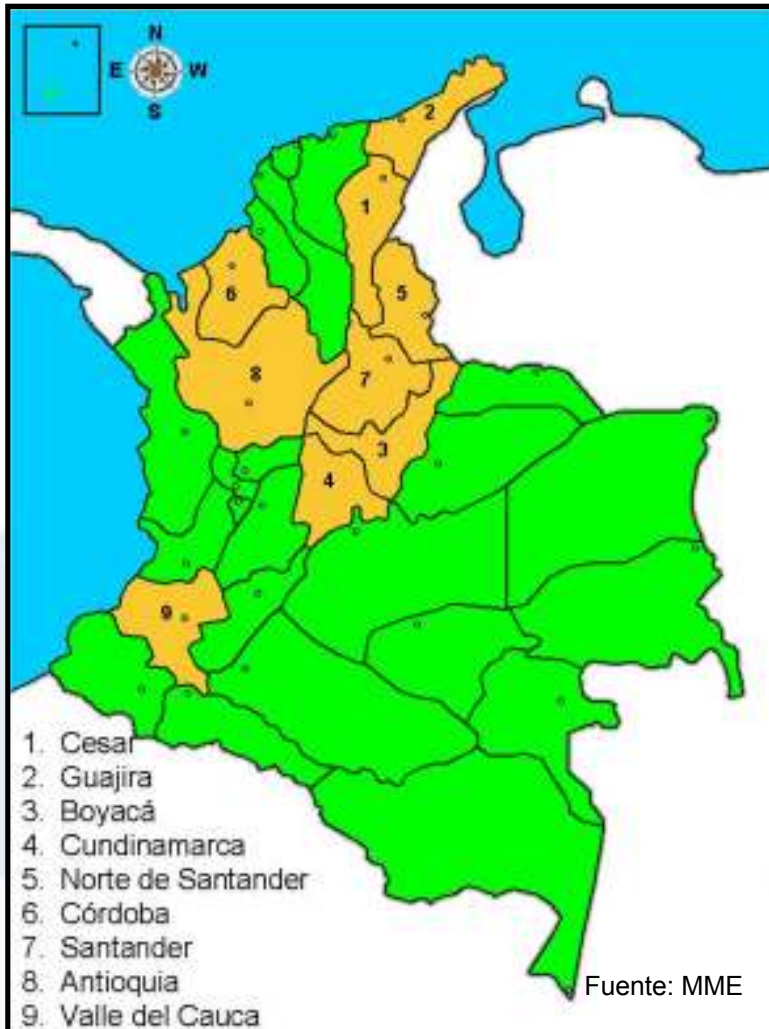
- Hidrocarburo atrapado
- Propiedades petrofísicas aceptables (porosidad efectiva y permeabilidad)
- Fáciles de desarrollar
- Condiciones de flujo favorables

NO CONVENCIONALES

- Baja Porosidad efectiva
- Baja Permeabilidad
- Mecanismos de Adsorción
- Trabajos de estimulación para fluir.
- Condiciones de flujo no favorables



GAS METANO ASOCIADO A DEPÓSITOS DE CARBÓN (GMAC)



- Baja permeabilidad
- Baja porosidad efectiva
- Fijado el gas por adsorción
- Presenta fracturas verticales o diaclasas.
- Importantes volúmenes de agua que deben ser extraídos para que se libere el gas

En Colombia se localizan en los departamentos de Guajira, Cesar, Boyacá y Cundinamarca

El potencial se estima en 17.8 TPC del total de gas *in situ**

*Fuente: Arthur D. Little Analysis



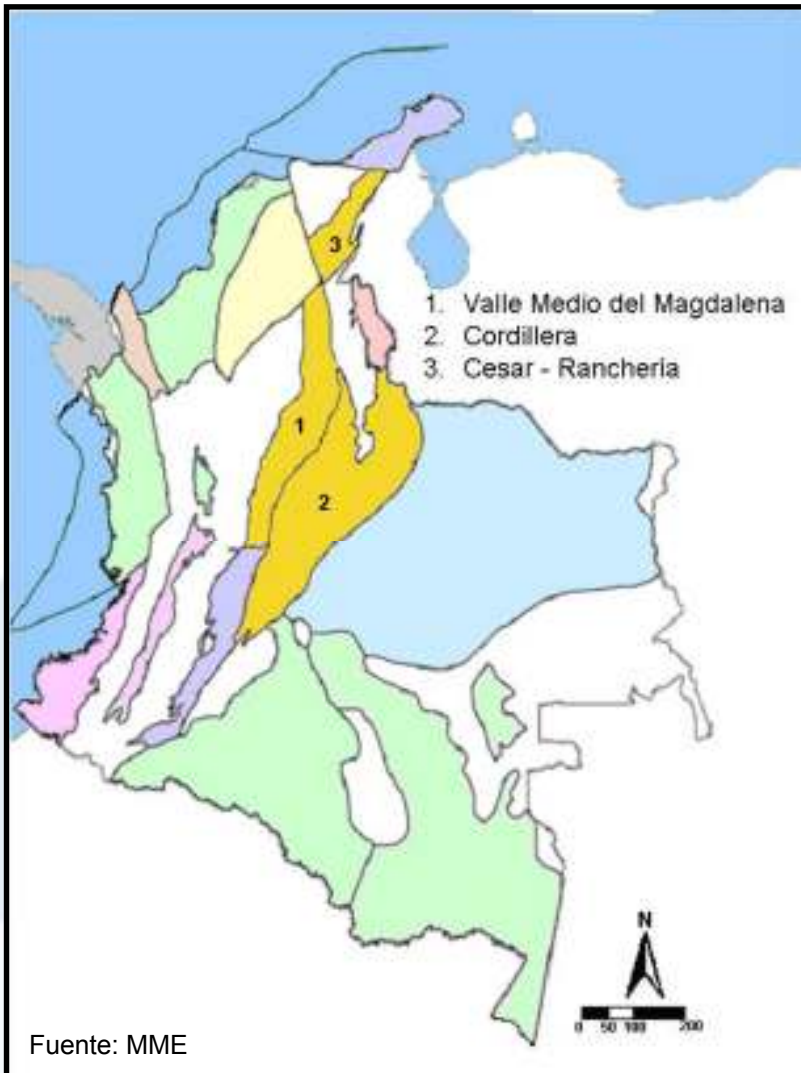


GAS SHALE

- Roca arcillosa
- Depósitos de grano fino a muy fino
- Grandes cantidades de agua en los poros de la roca
- Muy compacta
- Gas adsorbido en la estructura de la roca
- Gran cantidad de materia orgánica que fue lo que favoreció la formación del gas.

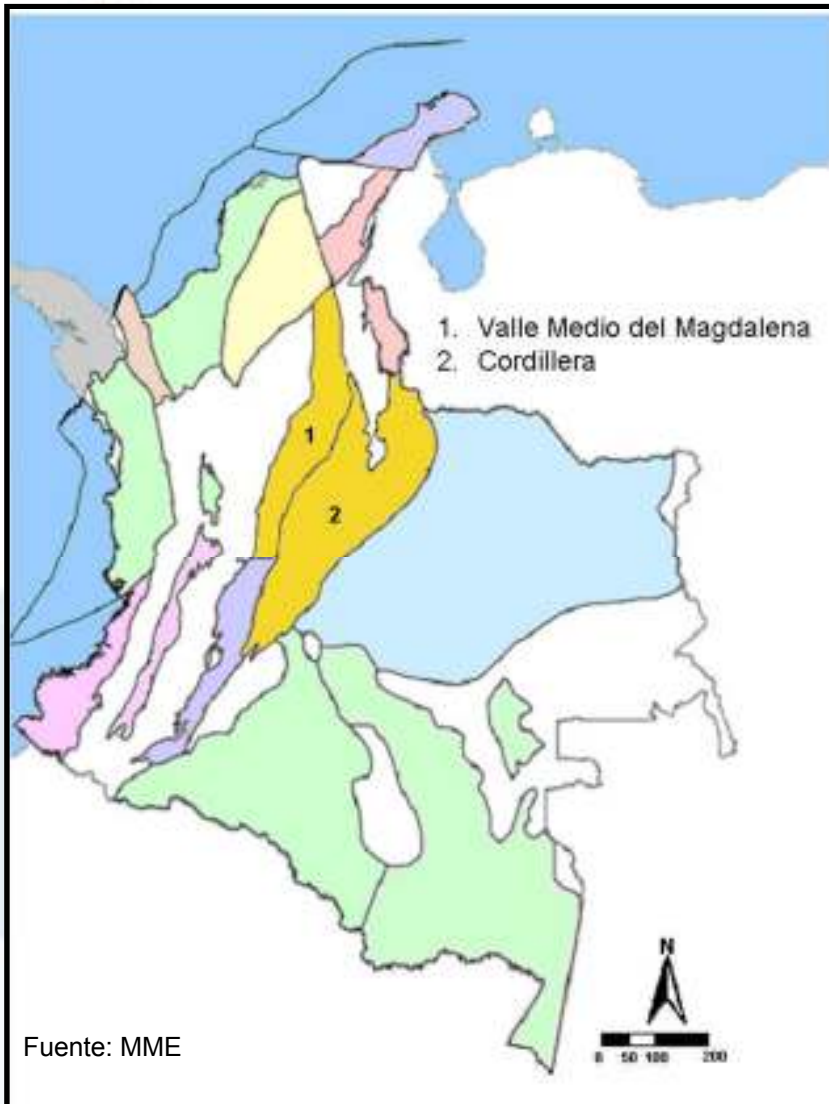
Las Cuencas que presentan prospectividad son: Valle Medio del Magdalena, Cordillera, Cesar Ranchería

El potencial se ha estimado en aproximadamente 32 Tpc de volúmenes recuperables*.





OIL SHALE



Roca sedimentaria que contiene materiales Bituminosos sólidos y que puede ser liberado como hidrocarburos líquidos cuando la roca es calentada.

Cuencas como el Valle Medio del Magdalena, Cordillera y Valle Superior del Magdalena presentan la mayor prospectividad.

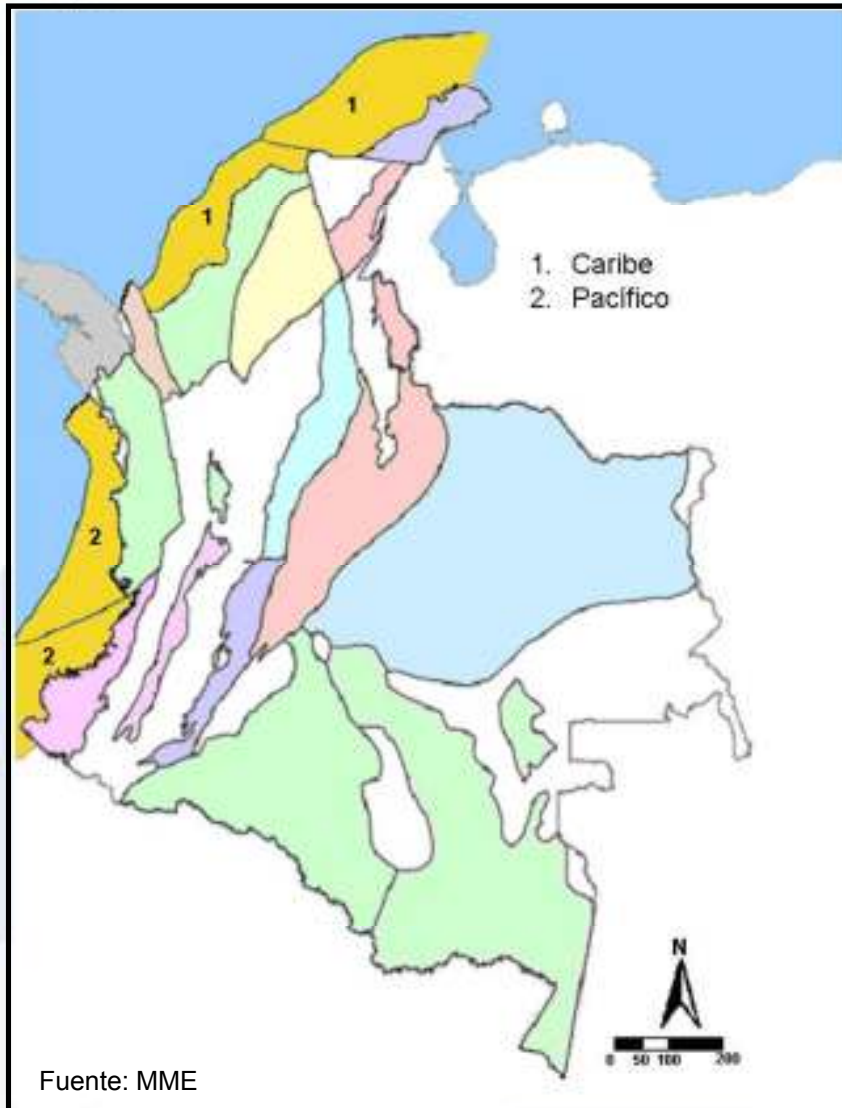
El potencial se ha estimado en aproximadamente 14,011 Mbbbl de volumen recuperable*.

*Fuente: Arthur D. Little Analysis





HIDRATOS DE METANO



Metano atrapado en estructuras de hielo como producto de la actividad biológica en medios marinos.

Se considera que los depósitos marinos en offshore de las costas del Caribe y Pacífico serán en el futuro los que tendrían mayor desarrollo e interés económico para ser explorados.

Análisis preliminares del potencial estiman al menos en 400 Tpc*.

*Fuente: Arthur D. Little Analysis





BARRERAS PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES



*Fuente: Arthur D. Little Analysis



MODELO CONTRACTUAL Y REGLAMENTACIÓN TÉCNICA

DE DONDE PARTIMOS

Conpes 3517 – 18 de mayo de 2008: Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.

- Analizar aspectos técnicos relevantes para la exploración y explotación.
- Identificar los mecanismos jurídicos necesarios para la asignación de los derechos de exploración y explotación.
- Identificar los aspectos normativos y contractuales requeridos para la asignación de los derechos de exploración y explotación.

• **Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014:** identificar y materializar el potencial, considerando aspectos ambientales y maximizando la explotación del recurso

QUE HEMOS HECHO

ANH, 2008: Potencial de yacimientos no convencionales en Colombia.

ANH-IHS, 2009: Definición de esquemas contractuales para Gas Metano Asociado al Carbón (CBM)

ANH-ADL, 2009-2010: Promoción para la incorporación de nuevas tecnologías para Gas Metano Asociado al Carbón (CBM)

MME, 2009-2010: Elaboración borrador reglamentación técnica para la exploración y explotación de GMAC y reglamento de coexistencia

MME-DNP-PDC, 2011: Elaboración del modelo contractual y reglamentación técnica necesaria para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos. Comentarios hasta el 30-06-11.

HACIA DONDE VAMOS

- Elaboración del modelo contractual para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos
- Reglamento técnico para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos
- Plan Estratégico 2010 – 2014 Suscribir 15 contratos para el desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales (Rondas específicas)





QUE HEMOS HECHO?

CONTRATO DE ASOCIACION RIO RANCHERIA

- Empresas: Ecopetrol y Drummond
- Fecha inicio: Noviembre 24 de 2000
- Área cubierta: 31.497 hectáreas
- Ubicación geográfica: Municipios de Fonseca y Barrancas en la Guajira
- Hidrocarburo: Gas metano asociado a depósitos de carbón (GMAC)
- Estado de Avance: Fase de Exploración – Perforación de tres pozos exploratorios (Carretalito 1, 2 y 8)
- Observaciones: Este contrato ha presentado varias suspensiones por problemas de superposición de actividades con la explotación minera de carbón
- Potencial estimado entre 3 y 5 TPC de gas.





QUE HEMOS HECHO?

CONTRATO DE E&P LA LOMA

- Empresa: Drummond
- Fecha inicio: Noviembre 12 de 2004
- Área cubierta: 158.816 hectáreas
- Ubicación geográfica: Municipios Chiriguaná, Becerril y Jagua de Ibirico en César
- Hidrocarburo: Gas metano asociado a depósitos de carbón (GMAC)
- Estado de Avance: Fase de Exploración – Perforación de trece pozos exploratorios (Caporo 1, 2, 3, 4, 9, 13 y 21; Iguana 1,2, 3, 4 y 7; Hicotea 1)
- Observaciones: Este contrato contempla el tema de la coordinación con la minería de carbón.
- Potencial estimado en 3 TPC de gas





QUE HEMOS HECHO? CONTRATO DE E&P CHIQUINQUIRA

- Empresa: Nexen
- Fecha inicio: Noviembre 3 de 2009
- Área cubierta: 119.189 hectáreas
- Ubicación geográfica: Municipios Tausa, Ubate, Fúquene y Susa en Cundinamarca, y Ráquira (Boyacá)
- Hidrocarburo: Gas shale
- Estado de Avance: Fase de Exploración – Perforación de un pozo estatigráfico (Carupa 1) – próximo a perforarse.
- Observaciones: excluye la explotación de Gas metano asociado a depósitos de carbón (GMAC)





QUE HEMOS HECHO? CONTRATO DE E&P SUEVA

- Empresa: Nexen
- Fecha inicio: Noviembre 18 de 2009
- Área cubierta: 96.106 hectáreas
- Ubicación geográfica: Bogotá, Cáqueza, Chipaque, Fómeque, Gachetá, Gama, Guasca, Guatavita, Junín, La Calera, Machetá, Manta, Tibiritá, Pesca y Ubaque del Departamento de Cundinamarca
- Hidrocarburo: Gas shale
- Estado de Avance: Perforación del pozo Exploratorio Sueva 1 – Año 2011. Municipio de Choachí
- Observaciones: excluye la explotación de Gas metano asociado a depósitos de carbón (GMAC)





QUE HEMOS HECHO?

TEA FOQUEME

- Empresa: Nexen
- Fecha inicio: Julio 13 de 2009
- Área cubierta: 162.363 hectáreas
- Ubicación geográfica: Municipios de Aquitania, Zetaquirá, San Eduardo, Berbeo, Chinavita, Miraflores, Paez, Pachavita, La Capilla, Garagoa, Tenza, Campohermoso, Macanal, Sutatenza, Guateque Somondoco, Almeida y Guayatá del Departamneto de Boyacá; Macheta, Tibiritá, Manta, Gachetá, Ubalá, Junín, Gama, Fómeque, Choachí, Ubaque y Cáqueza del Departamento de Cundinamarca.
- Hidrocarburo: Gas shale
- Estado de Avance: Se encuentran realizando la evaluación de la distribución de los shales, los espesores reportados y las caracterizaciones de estos shales como roca fuente para definir su potencial como potencial yacimiento de gas.





QUE HEMOS HECHO? TEA LOWER VILLETA

- Empresa: Nexen
- Fecha inicio: Julio 13 de 2009
- Área cubierta: 354.967 hectáreas
- Ubicación geográfica: Municipios de Santana, Chitaraque, San José de Pare, Togüi, Monquirá, Arcabuco, Pauna, Gachantiva, Santa Ana, Saboyá, Tunungua, Chiquinquirá, Briceño, Sutamarchán, Maripí, Tinjacá, Caldas, Ráquira, San Mihuel de Sema, Buenavista, Coper del Departamento de Boyacá; Simijaca, Susa del Departamento de Cundinamarca; Vélez, Chima, Palmas del Socorro, Confines, Guacamayo, Guapota, Oiba, Contratación, Guadalupe, Bolivar, Aguada, Suaita, Scre, San Benito, Chipatá, Guepsa, Gámbita, Barbosa, Guavatá, Puente Nacional, Jesús María, Florían y Albania del Departamento de Santander.
- Hidrocarburo: Gas shale
- Estado de Avance: Se encuentran realizando la evaluación de la distribución de los shales, los espesores reportados y las caracterizaciones de estos shales como roca fuente para definir su potencial como potencial yacimiento de gas.





HACIA DONDE VAMOS?

PROPUESTA PARA LA NUEVA LEY DE REGALIAS

Aplicación de una regalía menor a las regalías equivalentes por la explotación de crudo, para hidrocarburos provenientes de yacimientos de no convencionales. Posiblemente regalías que hoy se tienen para explotaciones costa afuera (60%).

DECRETO 2100 DEL 15 DE JUNIO DE 2011 – MME

Desarrollo de las incentivos que se establecieron en el Decreto mencionado.

Estudio para la posible modificación de las cláusulas relacionadas con precios altos en los contratos.





DECRETO 2100 DEL 15 DE JUNIO DE 2011 - MME

Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones

ARTÍCULOS 12, 15 y 16

- Podrán comercializar su producción gas en las condiciones que ellos definan (exentos de mecanismos y procedimientos CREG)
- Productores podrán desarrollar la actividad de generación termoeléctrica
- El MME expedirá la reglamentación técnica y reglas de coexistencia con actividades mineras. Plazo: Tres (3) meses
- La ANH adoptará un reglamento para la contratación de áreas, incluyendo un modelo de contrato específico para esta actividad. Plazo: Seis (6) meses

**Incentivos
Producción No
Convencionales**





Gracias

Para mayor información quedamos a su disposición en:

www.minminas.gov.co

Av. Dorado CAN PBX: (57 1) 2200300

Bogotá D.C. Colombia





RECOMENDACIONES AL MODELO CONTRACTUAL

- Duración: 30 años
Exploración: 6 años
Producción: 24 años
- Periodo de Exploración
 - ✓ Dos Fases de 36 meses cada una (primera fase mandatoria)
- Máxima duración del periodo de evaluación es un (1) año, con posible extensión:
 - ✓ 1 año adicional cuando se incluyen pozos exploratorios
 - ✓ 2 años adicionales en caso que el descubrimiento sea de gas o crudo pesado.



En GMAC la duración del contrato debe considerar el tiempo necesario para los pozos piloto, así como la mayor duración de las operaciones

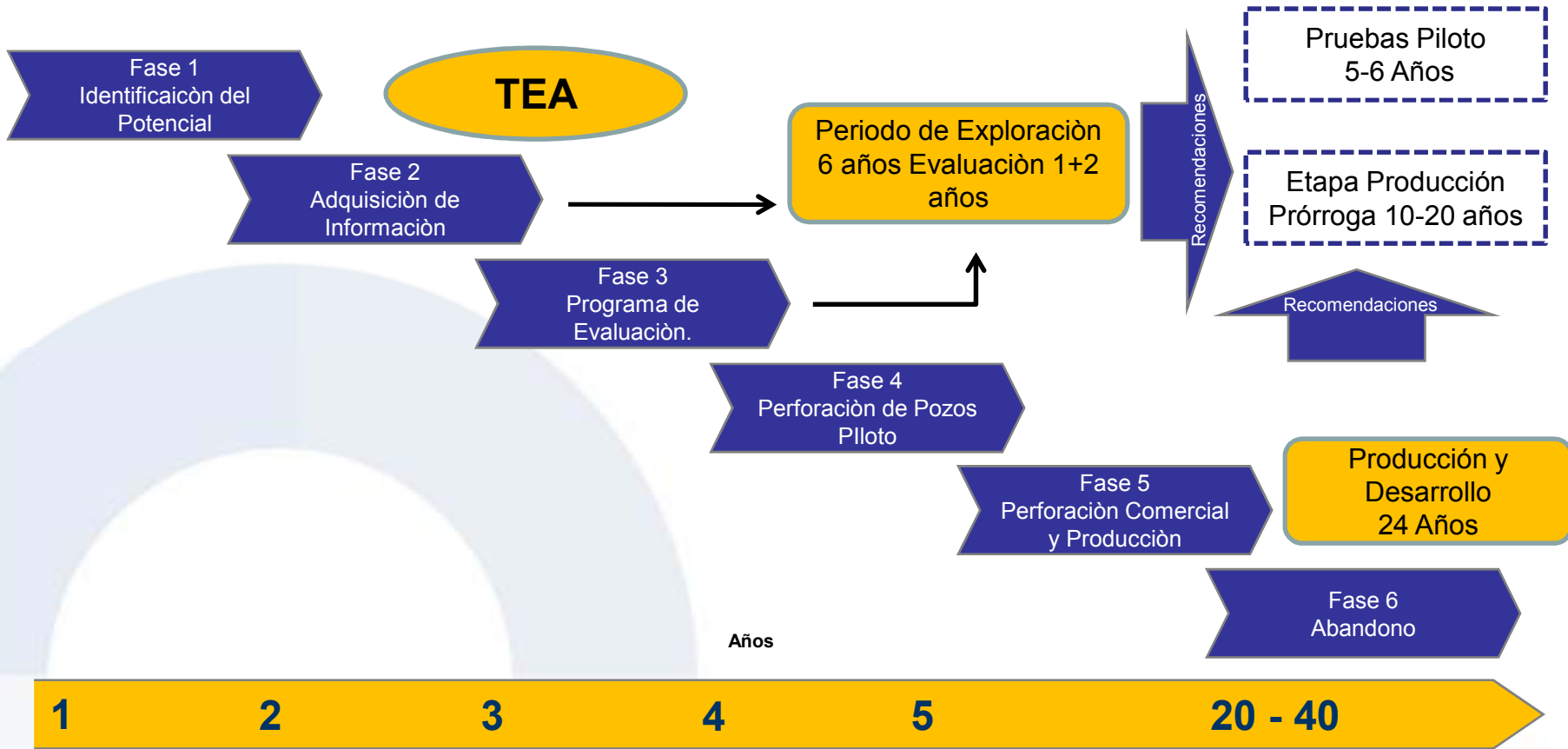
*Fuente: IHS





RECOMENDACIONES AL MODELO CONTRACTUAL

Continuación



*Fuente: IHS





ESTUDIO PDC

- Para incentivar la explotación de GMAC, recomienda la creación de un Tribunal para resolución de disputas, con participación del MME, ANH e Ingeominas
- Para el GMAC, se propone extender el periodo de exploración a 8 años, y el periodo de producción a 30 años. Además, se recomienda establecer programas de producción piloto de máximo dos años
- El área de los bloques debe ser mayor a aquella de los pozos convencionales
- ANH lideraría los procedimientos de las consultas previas con la población vecina
- Para shale gas no se necesitan cambios importantes en el contrato vigente, aunque se requieren incrementar los plazos de exploración y producción
- Para promocionar la producción de gas no convencional, se deben aplicar regalías menores al inicio de la producción (50% durante 10 años para GMAC y 50% durante 5 años para shale gas). Además reducción de regalías a cambio de inversiones en infraestructura vial para el shale gas
- Poco probable que producción de Oil shale sea importante en corto y mediano plazo

