



**Análisis de tecnología
y estrategia de
promoción para
desarrollos de Gas
Metano Asociado al
Carbón (CBM) en
Colombia**

**Fase III: Informe Final:
Estrategia de
Comercialización y
Promoción**

Arthur D. Little:

Gerente de Proyecto: Irfan Bidiwala

Director del Proyecto: Rodolfo Guzmán

Revisores ANH:

- Luis Alberto Briceño
- Ana Dolores Santos

Informe para
Agencia Nacional de
Hidrocarburos (ANH)

Fecha: 4 de Junio de 2010

Arthur D. Little Inc
Houston Office
1600 Smith Street,
Suite 3960
Houston, Texas 77002
U.S.A.
Telephone (1) 281.404.9856
Fax (1) 713.655.0726
www.adlittle.com

Índice de Contenido

| | |
|--|-----------|
| Resumen | 5 |
| 1. CBM a nivel global..... | 6 |
| 1.1 Visión general de desarrollos internacionales de CBM..... | 6 |
| 1.2 Procedimiento para licenciamiento, marco contractual e incentivos fiscales | 8 |
| 1.2.1 Procedimiento para licenciamiento..... | 8 |
| 1.2.2 Marco contractual | 9 |
| 1.2.3 Incentivos fiscales..... | 10 |
| 1.3 Estudios de casos de desarrollo de CBM | 12 |
| 1.3.1 Desarrollo de CBM en Estados Unidos | 12 |
| 1.3.2 Desarrollo de CBM en Australia..... | 13 |
| 1.3.3 Desarrollo de CBM en Canadá | 15 |
| 1.3.4 Desarrollo CBM en India..... | 16 |
| 1.3.5 Desarrollo CBM en Rusia..... | 16 |
| 1.3.6 Hallazgos clave | 17 |
| 2. Situación actual de CBM en Colombia | 19 |
| 2.1 Potencial de CBM de Colombia | 19 |
| 2.2 Carencia de datos técnicos..... | 20 |
| 2.3 Política regulatoria..... | 21 |
| 2.4 Política fiscal | 22 |
| 2.5 Política ambiental | 23 |
| 2.6 Seguridad física | 23 |
| 3. Operadores de CBM y proveedores de tecnología | 24 |
| 4. Estrategia de comercialización y promoción..... | 37 |
| 4.1 Resumen | 37 |
| 4.2 Política regulatoria..... | 38 |
| 4.3 Política fiscal | 39 |
| 4.4 Política ambiental | 41 |
| 4.5 Potencial de la oportunidad | 41 |
| 4.5.1 Datos técnicos | 41 |
| 4.6 Generalidades de la estrategia de comercialización y promoción..... | 44 |
| 4.7 Desarrollo de material de marketing | 46 |

| | |
|---|----|
| 4.7.1 Segmentos de mercado | 46 |
| 4.7.2 Mensajes claves de marketing | 46 |
| 4.7.3 Material de marketing | 47 |
| 4.7.4 Enfoque del material de comercialización y promoción..... | 47 |
| 4.8 Concientización | 49 |
| 4.8.1 Página Web | 49 |
| 4.8.2 Conferencias | 50 |
| 4.8.3 Publicidad | 53 |
| 4.8.4 Comunicados de prensa | 54 |
| 4.8.5 Foros especiales | 55 |
| 4.9 Paquete de licitación..... | 57 |
| 4.10 Marketing enfocado..... | 60 |
| 4.11 Cronograma de marketing sugerido | 60 |

Lista de Tablas

| | | |
|-----------|--|----|
| Tabla 1: | Producción y potencial de CBM a nivel global | 8 |
| Tabla 2: | Marco contractual | 9 |
| Tabla 3: | Opciones para renovación | 10 |
| Tabla 4: | Operadores de CBM | 25 |
| Tabla 5: | Proveedores de tecnología | 30 |
| Tabla 6: | Opciones de incentivos fiscales | 40 |
| Tabla 7: | Eventos CBM | 51 |
| Tabla 8: | Eventos de gas no convencional | 51 |
| Tabla 9: | Eventos de energía y gas natural | 52 |
| Tabla 10: | Eventos de minería | 53 |

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1: Proyecto desarrollo de CBM en Colombia | 5 |
| Figura 2: Distribución de recursos de CBM a nivel global | 6 |
| Figura 3: Cuencas claves de CBM | 7 |
| Figura 4: Incentivos Fiscales | 11 |
| Figura 5: Producción CBM en Estados Unidos | 12 |
| Figura 6: Producción CBM en Australia | 14 |
| Figura 7: Pozos CBM perforados en Alberta | 15 |
| Figura 8: Potencial, por cuenca, de CBM en Colombia | 19 |
| Figura 9: Potencial de CBM por país | 20 |
| Figura 10: Marco institucional | 21 |
| Figura 11: Tasas de regalía para recursos convencionales en Colombia | 22 |
| Figura 12: Percepción del atractivo de Colombia | 23 |
| Figura 13: Riesgos y retornos a la inversión | 37 |
| Figura 14: Estrategia holística de comercialización y promoción | 38 |
| Figura 15: Factores a destacar del marco regulatorio | 39 |
| Figura 16: Generalidades de la estrategia de comercialización y promoción | 45 |
| Figura 17: Material de marketing | 46 |
| Figura 18: Canales de concientización | 49 |
| Figura 19: Localización de inversionistas potenciales en CBM | 50 |
| Figura 20: Publicaciones industria Oil & Gas | 54 |
| Figura 21: Ejemplo de Comunicado de prensa en Indonesia | 55 |
| Figura 22: Ejemplo de foro de CBM en India | 56 |
| Figura 23: Ejemplo de Paquete de licitación en India | 58 |
| Figura 24: Cronograma de marketing | 61 |

Resumen

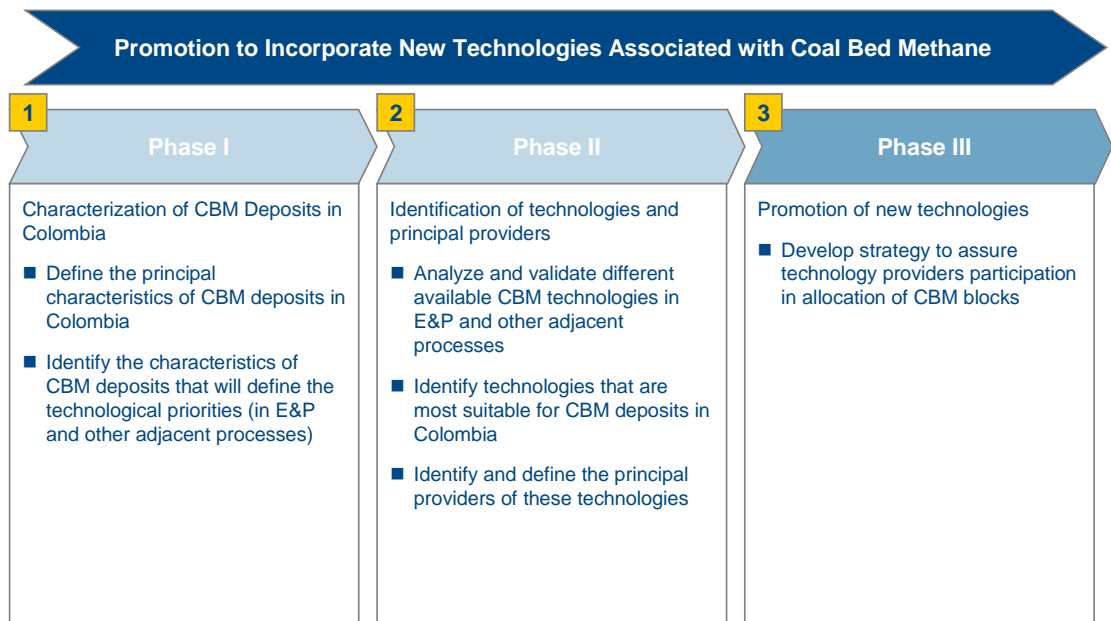
En el informe final, se integran los hallazgos de la Fase I y la Fase II para desarrollar una estrategia exhaustiva de promoción y comercialización para el desarrollo exitoso de CBM en Colombia.

Este informe suministra, en primer lugar, una visión general del desarrollo de CBM a nivel mundial, seguido por la situación actual de CBM en Colombia, donde los hallazgos de la Fase I también se incluyen.

La siguiente sección resume los operadores de CBM y los proveedores de tecnología identificados en la Fase II con el fin de obtener un entendimiento exhaustivo respecto al tipo de compañías que estarán interesados en las oportunidades de CBM de Colombia.

La sección final del presente informe detalla una estrategia integral de promoción y comercialización que culmina en una ronda exitosa de licitación.

Figura 1: Proyecto desarrollo de CBM en Colombia



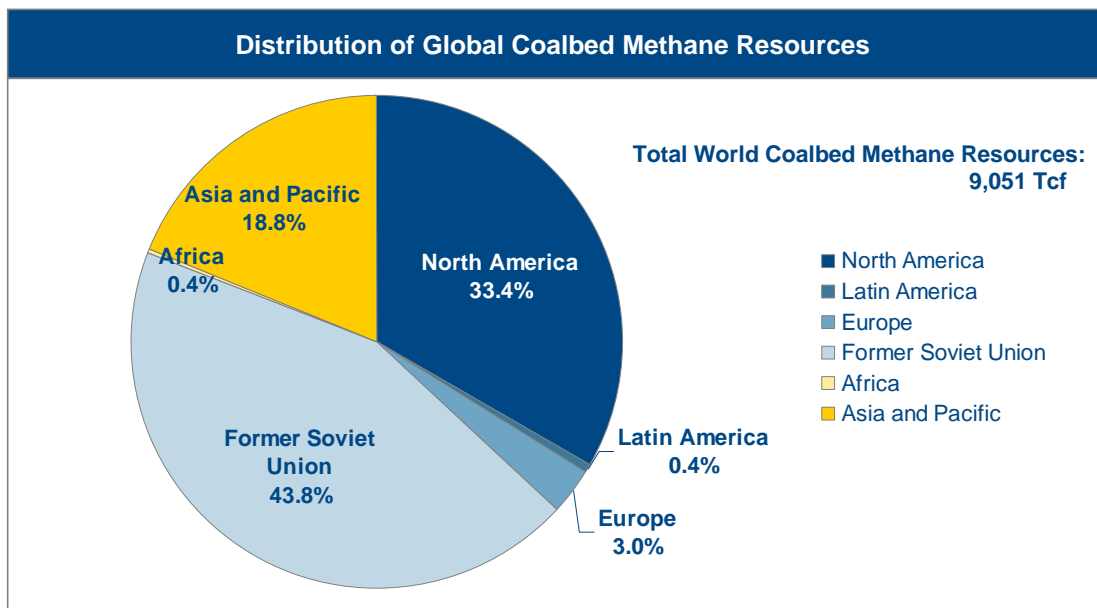
Fuente: análisis Arthur D. Little

1. CBM a nivel global

1.1 Visión general de desarrollos internacionales de CBM

En la actualidad existe a nivel global un estimado de 9,000 Tcf de recursos de CBM. Según se muestra en la figura a continuación, los mismos se encuentran principalmente dentro de la ex Unión Soviética y Norte América.

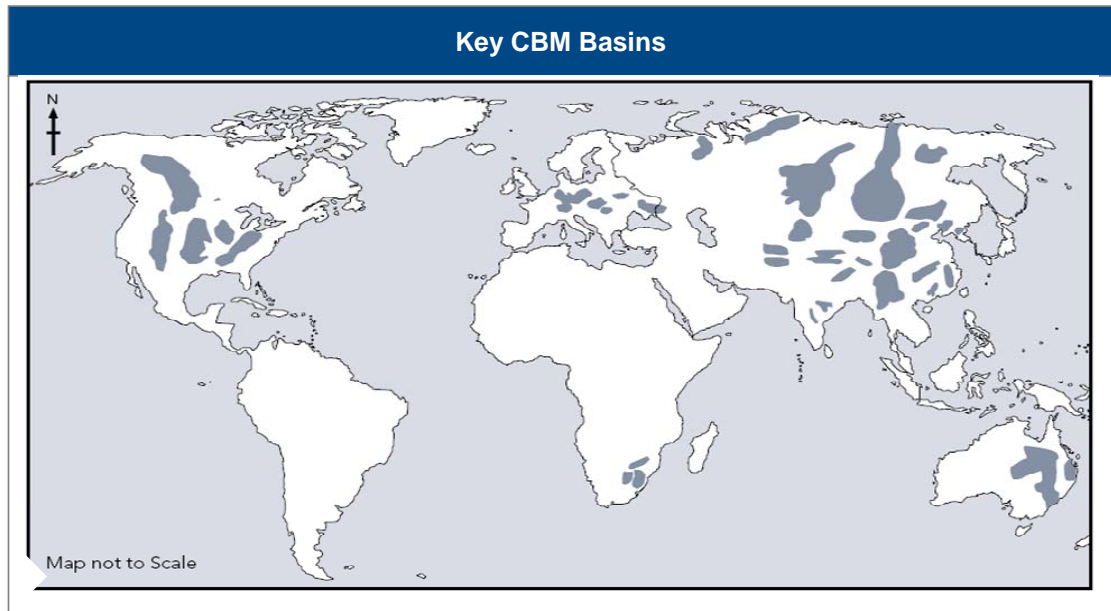
Figura 2: Distribución de recursos de CBM a nivel global



Fuente: Rogner H: "An Assessment of World Hydrocarbon Resources"

El éxito de la explotación de CBM en Estados Unidos y Australia en la década de los 80 y la década de los 90 ha instado a otros países a examinar su potencial CBM. Canadá, por ejemplo, inició la explotación de CMB a principios del año 2000. De modo más reciente, países como India, China e Indonesia han iniciado también, de manera activa, la explotación de CBM. Como resultado, la creciente aceptación de CBM por el mercado de gas ha visto la percepción del cambio de CBM de ser no convencional a ser una fuerte principal de provisión de gas.

Figura 3: Cuencas claves de CBM



Source: FD Capital - Coal Bed Methane – CBM Sector Overview

Sin embargo, según se muestra en la tabla a continuación, mientras el potencial de recurso CBM a nivel global es inmenso, solo han sido probadas una pequeña fracción de las reservas y Estados Unidos es el único país con un potencial importante.

Tabla 1: Producción y potencial de CBM a nivel global

| | Australia | Canadá | China | India | Polonia | Rusia | Reino Unido | Estados Unidos |
|--------------------------------------|-------------|----------------------------------|------------|-------------|---------------------------|----------------------|----------------------|---------------------------------|
| Recursos | 230 Tcf | 500 Tcf | 1,296 Tcf | 162 Tcf | 3 Tcf | 1,715 Tcf | 106 Tcf | 700 Tcf |
| Reservas | 3.8 Tcf | | 12 Tcf | 30 Tcf | 108 bcf | | 4.8 Tcf | 100 Tcf (ER), 19.6 Tcf probados |
| Producción CBM (2008) | 361 MMcf/d | 812 MMcf/d | 482 MMcf/d | 5.3 MM cf/d | 5 MM cf/d | 500 MMcf/d | 7 MM cf/d | 5,386 MMcf/d |
| Importador /Exportador de Gas | Exportador | Exportador | Exportador | Exportador | Importador | Exportador | Importador | Importador |
| Tipo de carbón | Bituminoso | Cretáceo Superior Sub-Bituminoso | Bituminoso | Bituminoso | Bituminoso Sub-bituminoso | Bituminoso Antracita | Bituminoso Antracita | Bituminoso Sub-Bituminoso |
| Profundidad CBM (m) | 200 - 1000 | 200 - 700 | 300 - 2000 | 250 -1200 | 1000 – 1500 | Hasta 4000 | 162 - 2438 | 300 – 3500 |
| Permeabilidad | Hasta 30 md | 1-100 md | 1 -100 md | 1 – 3 md | < 2 md | 1-50 md | bajo | 25 md |
| Contenido de Gas (cf/ton) | 400-600 | 15 - 200 | 200 – 600 | 200 - 525 | 240 - 300 | 330 - 470 | 100 - 510 | 25 - 400 |

Fuente: Varios, análisis Arthur D. Little

1.2 Procedimiento para licenciamiento, marco contractual e incentivos fiscales

1.2.1 Procedimiento para licenciamiento

Según se muestra en la tabla a continuación, la mayoría de los países analizados utilizaron el otorgamiento de licencias o las rondas de licitación donde las compañías tienen que competir por los derechos de exploración de un bloque con una oferta monetaria, un programa de compromiso de trabajo o ambos.

Tabla 2: Marco contractual

| | Australia | Canadá | China | India | Polonia | Rusia | Reino Unido | Estados Unidos |
|---|---|---|---|--------------------------------------|---|--------------------------------------|----------------------------|---|
| Agencia licenciadora o Socio PSC | Queensland: Departament o de Minas y Energía: NGS Departament o De Industrias Primarias | Gobiernos provinciales | CUCBM | Directorado General de Hidrocarburos | Ministerio del Medio Ambiente | Ministerio de Energía | BERR | Oficina de Manejo de Tierras (Terrenos Federales), Gobiernos Estatales (Terrenos Estatales) |
| Procedimiento de Licenciamiento | Rondas de Licitación – una vez por año | Alberta: Oferta cerrada Columbia Británica: Rondas de licitación (sin debida diligencia gubernamental) Nueva Escocia: Licitación competitiva (capacidad técnica y financiera) | Contratos de Repartición de la Producción | Rondas de Licitación y negociaciones | Licitación abierta para licitantes con capacidad tecnológica y financiera | Licitación pública y PSC con Gazprom | Licenciamiento competitivo | Rondas de licitación |

Fuente: Varios, análisis Arthur D. Little

1.2.2 Marco contractual

Teniendo en cuenta que el desarrollo de una cuenca de CBM requiere un largo proceso de exploración y explotación, algunos países como Australia, Canadá y Estados Unidos

ofrecen opciones de renovación o alguna flexibilidad en la duración de las fases del contrato para esto proyectos.

Tabla 3: Opciones para renovación

| | Australia | Canadá | China | India | Polonia | Rusia | Reino Unido | Estados Unidos |
|-------------------------------|---|--|---------|---|--------------|--|---|--|
| Término de Exploración | Queensland: 4 años, puede ser renovado hasta 12 años NGS: 6 años; puede ser renovado pero requiere 25% de cesión | <i>Columbia Británica:</i> 3 a 10 años <i>Alberta:</i> 2, 4, o 5 años | 5 años | 8 años (3 años para exploración, 5 para evaluación piloto), 20% cesión al final del término | Hasta 5 años | 5 años | 6 años Exige la cesión ~50% al final del término | Varía por estado, normalmente 6 o 10 años, los cuales pueden ser renovados |
| Término de Desarrollo | -- | -- | 5 años | 5 años | -- | -- | 5 años | -- |
| Término de Producción | Queensland: hasta 30 años NGS: hasta 21 años | <i>Columbia Británica:</i> 3 a 10 años <i>Alberta:</i> término de productividad del campo | 20 años | 25 años | 25 – 30 años | El período de extracción dado en el análisis de viabilidad | 20 años, puede ser renovado | Término de producción |

Fuente: Varios, análisis de Arthur D. Little

1.2.3 Incentivos fiscales

Ya que el aspecto económico de un proyecto CBM es habitualmente ajustado, varios países han ofrecido incentivos fiscales a fin de fomentar la industria CBM.

Figura 4: Incentivos Fiscales

| Australia | Canada | China | India |
|--|---|---|--|
| <p>Conventional Natural Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Royalty 10% ■ Petroleum Resource Rent Tax: 40% ■ NSW: <ul style="list-style-type: none"> – 5 year royalty exemption, then gradual increase to 10% | <p>Conventional Natural Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Federal Taxes: 21% ■ British Colombia: <ul style="list-style-type: none"> – Royalty 9 – 40% – Income tax: 12% – Well Authorization fee: \$8400/well – Rental Rate: \$0.75 - \$7.50/ Ha ■ Alberta: <ul style="list-style-type: none"> – Royalty 15% - 35% – Income tax: 10% | <p>Conventional Natural Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Royalty: <ul style="list-style-type: none"> – up to 3% depending on production ■ Enterprise Tax: 33% ■ VAT: 13% ■ Business Tax: 3% ■ Resource Tax: RMB 7 to 15 per TCM ■ Rental fee: RMB100-500/km² (exploration), RMB1,000 /km² (production) | <p>Conventional Natural Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Royalty: 12.5% ■ Corporate Income Tax: 40% ■ Tax holiday for 7 years from time of commercial production ■ Production level payment: determined as part of bidding process ■ VAT: 12.5% |
| <p>Coalbed Methane Incentives</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ New South Wales: no royalties for coal mine methane. ■ Queensland: legislation has been passed to govern coal and petroleum mining in the same lease space | <p>Coalbed Methane Incentives</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ British Columbia: <ul style="list-style-type: none"> – Tax holiday until production reaches certain (high) level – \$50,000 Royalty credits per well – lenient well placement and disclosure regulations | <p>Coalbed Methane Incentives</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 year income tax exemption ■ 5% VAT ■ No business or resource tax ■ Reduced income tax and licensing fees | <p>Coalbed Methane Incentives</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ No government participation ■ No upfront signature bonus ■ Customs duty exemption on project items ■ 7 year tax holiday ■ Freedom to sell gas in the domestic market |
| Poland | Russia | United Kingdom | United States |
| <p>Conventional Natural Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Natural Gas Royalty: <ul style="list-style-type: none"> – High methane natural gas 5.5 PLN/m³ – Other natural gas 4.57 PLN/m³ ■ Tax rate: 19% | <p>Conventional Natural Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Tax: 24% ■ No royalties if CBM is used for mine's own needs ■ Exploration royalty: 120-360 roubles/ km² ■ Final exploration royalty: 5,000 – 20,000 roubles/ km² ■ Natural Gas tax: 15% in CIS, 30% elsewhere | <p>Conventional Natural Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Corporation Tax: 30% ■ Supplementary Charge: 20% on ring fence profits ■ Rentals – yearly fee published by DTI ■ VAT: 17.5% | <p>Conventional Natural Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Royalty: Generally 12.5%, but can range from 6.25% to 16 2/3 % depending on state and production level ■ Corporate Income Tax: 35% ■ Land rental fee: \$1.50/acre ■ Bonus Bid: at least \$2/acre |
| <p>Coalbed Methane Incentives</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Royalty exemption for CBM | <p>Coalbed Methane Incentives</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Exemptions from some federal taxes ■ Coal bed methane is taxed at 7% ■ No royalties for coal mine methane used for the mine's own energy needs | <p>Coalbed Methane Incentives</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ No additional incentives | <p>Coalbed Methane Incentives</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ The federal government has provided tax credits of \$1/kcf for wells drilled between 1980 and 1998. ■ These tax credits have now expired |

Fuente: Varios, análisis Arthur D. Little

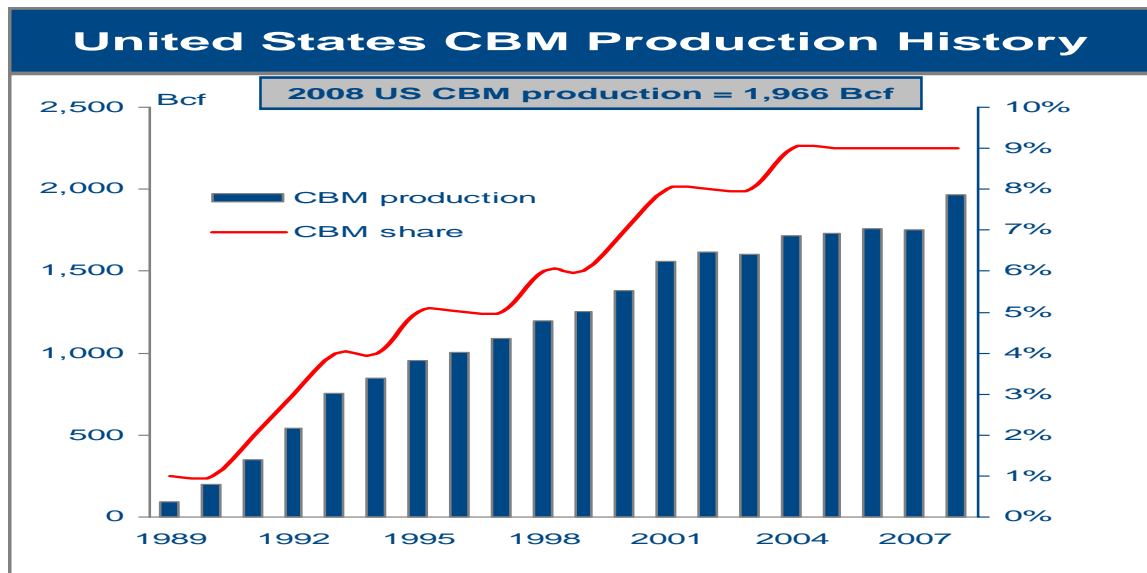
1.3 Estudios de casos de desarrollo de CBM

1.3.1 Desarrollo de CBM en Estados Unidos

Estados Unidos tiene el mercado CBM más maduro con más de veinte años de producción y es responsable actualmente de alrededor del 10% de la producción doméstica de gas. El desarrollo de CBM ha recibido soporte por parte de la introducción de créditos fiscales para recursos no convencionales, los cuales tenían como objetivo a mejorar la competencia de los recursos frente a los proyectos convencionales.

El valor de este crédito fue inicialmente de alrededor de \$0.50/mcf en 1980 pero debido a la inflación alcanzó US\$1.10/mcf en 2002. Este crédito fiscal permitió a los productores reducir su pasivo por impuestos correspondientes a todos los pozos perforados entre 1980 y 1993. El crédito otorgó a la industria upstream un incentivo para continuar de manera activa con los proyectos de gas CBM, estimuló la actividad de perforación y además incrementó la viabilidad económica de los recursos marginales.

Figura 5: Producción CBM en Estados Unidos



Fuente: FD Capital - Informe CBM, EIA

El desarrollo de CBM se inició en la Cuenca Black Warrior de Alabama en la década de los 70. Hacia mediados de los 80, la tecnología y el aspecto económico habían sido probados y había un programa activo de perforación en la cuenca. La producción CBM de la Cuenca Black Warrior tuvo un pico en 1998 de 113 bcfta y ha permanecido estable alrededor de

los 109 bcfpa desde esa época. A la fecha, la Cuenca ha recuperado alrededor de 1.5 tcf de un total de 6.000 pozos.

La Cuenca San Juan fue la siguiente acumulación significativa de CBM en surgir. La actividad de perforación fue iniciada a mediados de la década de los 80. Los pozos en San Juan demostraron ser más productivos que aquellos hallados en la Cuenca de Black Warrior con recuperaciones acumuladas promedio de alrededor de 4 bcf contrario a las recuperaciones de 0.4 bcf en la Cuenca Warrior. Desde mediados de la década de los 80, la Cuenca San Juan se ha convertido en la Cuenca CBM más prolífica del mundo. La producción de la Cuenca alcanzó el punto máximo en 1999 en alrededor de 895bcfpa, con una recuperación acumulada a la fecha estimada en 10.6 tcf. Hay alrededor de 4.000 pozos CBM activos en la cuenca y la producción parece estar estabilizada en alrededor de los 665 bcfpa.

Hacia finales de 1990 se vio la explosión del desarrollo de CBM en Estados Unidos. Aparecieron proyectos pilotos en las cuencas de carbón en el país, incluyendo en las cuencas de Arkoma, Cherokee, Green River, Forest City, Piceance, Powder River y Raton. Algunas de estas regiones eran consideradas como poco rentables ya que el carbón era de bajo rango, pero las compañías han evaluado que el volumen total del carbón presente y las profundidades superficiales de los pozos (habitualmente entre 180 m y 400 m) compensa al bajo contenido de gas. Desde el 2000, el CBM del Powder River ha sido una de las acumulaciones más activas en el mercado de Estados Unidos. En la actualidad, los carbones de Fort Union están produciendo alrededor de 465 bcfpa de más de 11.000 pozos productores.

El Gobierno estima que se perforarán unos 27.000 pozos en la cuenca.

1.3.2 Desarrollo de CBM en Australia

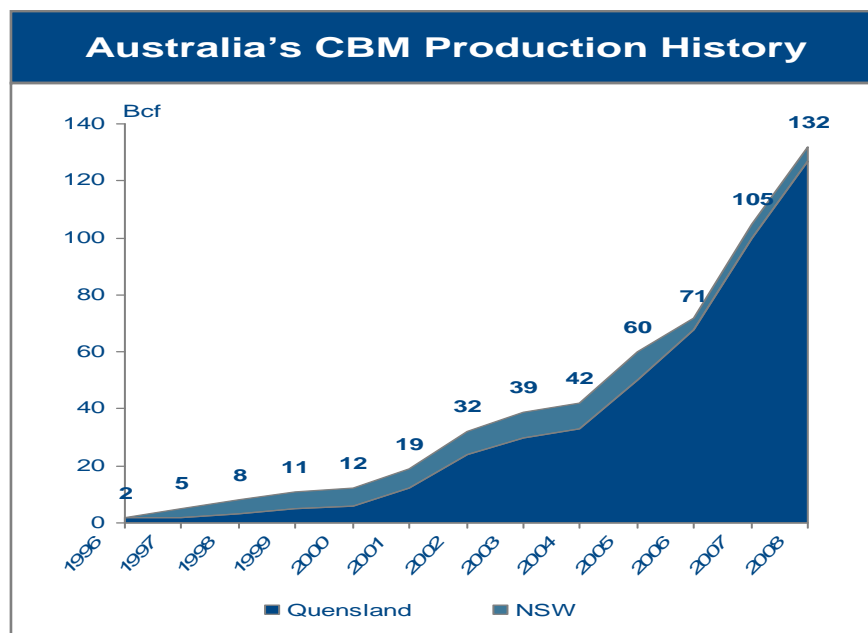
Los primeros intentos de desarrollar proyectos CBM comenzaron entre finales de la década de los 80 y principios de los 90. Estos primeros esfuerzos copiaron las técnicas que fueron exitosas en los Estados Unidos. Los pozos tenían como objetivo los mantos de carbón superficiales con permeabilidad moderada a alta. En este periodo se gastaron más de US\$130 mn en Australia.

Sin embargo, estas empresas fracasaron en producir gas a niveles comerciales en la mayoría de los casos. Como consecuencia, las principales compañías, tales como Conoco, se retiraron de la industria, se consideró el CBM como un desarrollo sumamente costoso para los potenciales clientes de gas.

A pesar de estos retrocesos iniciales, un número de compañías perseveraron en el desarrollo de CBM en la década de los 90. Estas re-examinaron las técnicas utilizadas y los carbones objetivo, hallando que un cambio era requerido si Australia pretendía replicar el éxito observado en los Estados Unidos. Se trataba de pequeñas compañías independientes de exploración y producción, lo que las obligaba a tomar un enfoque de bajo costo para resolver el problema.

La tecnología y las técnicas identificadas que resultaron exitosas variaban considerablemente entre las compañías y las propiedades de cada proyecto.

Figura 6: Producción CBM en Australia



Fuente: FD Capital – Informe CBM, Geoscience Australia

En la actualidad, el CBM se produce en forma activa en Australia. A pesar de las limitadas oportunidades del mercado de gas, el CBM es responsable del 60% del gas que se abasteció Queensland durante 2008 y según un experto independiente, el CBM podría proveer hasta 50% del suministro de gas de la costa Este de Australia en el 2020.

1.3.3 Desarrollo de CBM en Canadá

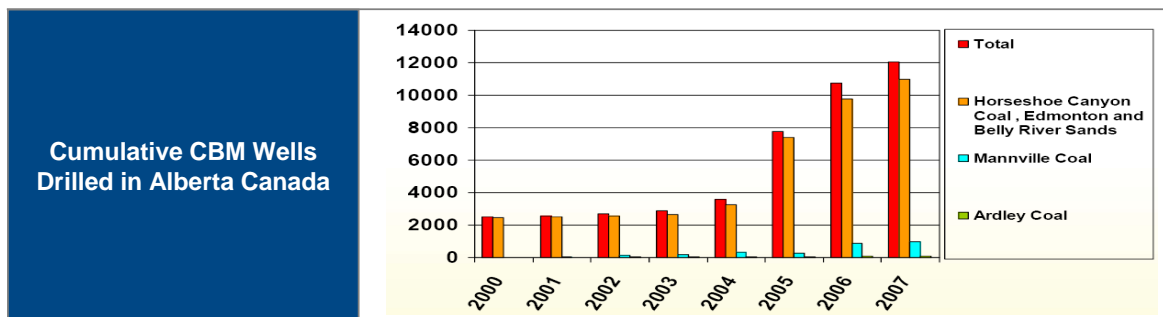
En Canadá, la industria se encuentra en las primeras etapas de desarrollo con algunas de las más grandes cuencas en la etapa de evaluación, por lo tanto es difícil evaluar el potencial de las reservas y la potencial evolución de la producción. Las ventas de gas se calculan en 665 bcfpa en 2006 (2% de la producción doméstica).

La exploración CBM inició en 1977 con la perforación en el corredor Coleman-Canmore de las Estribaciones Montañosas del Sur de Alberta. Hubo varios intentos esporádicos y carentes de éxito en la exploración en los 20 años siguientes por parte de numerosas compañías. Estas compañías no cayeron en cuenta que la acumulación CBM de Canadá requería soluciones distintas de exploración a aquello que tuvo éxito en los Estados Unidos. Sin embargo, las experiencias en Estados Unidos están ayudando, en forma definitiva, a los explotadores a evitar problemas en el oeste de Canadá.

Debido a la declinante producción convencional, muchos de los más exitosos desarrollos CBM en Canadá a la fecha se ha visto beneficiados por su ubicación en áreas de fácil acceso con capacidad ociosa en la infraestructura existente.

La formación del cañón Horseshoe en la parte central del Sur de Alberta ha visto el mayor enfoque de desarrollo y éxitos comerciales debido, principalmente, a los menores requerimientos de desecación.

Figura 7: Pozos CBM perforados en Alberta



Fuente: EnergyQuest, Feb 07, Evolución de Recursos de de CBM a Reservas y Comercialidad en Alberta; Sproule; Mayo 08, análisis Arthur D. Little

El potencial de CBM del Grupo Mannville en suroeste de Canadá es considerado como el más significativo con reservas estimadas entre 140 y 230 tcf. Se han realizado un número

de proyectos pilotos en Alberta y en British Columbia y las compañías han empezado a comprometer capital importante para los desarrollos desde finales de 2003.

Existe potencial CBM, y está siendo sometido a prueba de comercialidad, en el Valle Elk y en la Isla de Vancouver en el sur de la British Columbia. Es difícil predecir que cuenca demostrará tener éxito. Prácticamente existe certeza sobre la ocurrencia de un rápido aumento en la producción CMB en el oeste de Canadá en los próximos diez años.

1.3.4 Desarrollo CBM en India

India tiene una alta demanda de gas pero posee limitadas reservas. Durante varios años ha intentado sin éxito garantizar contratos de GNL. Después de haber observado el éxito de CBM en los Estados Unidos, se encuentra en la búsqueda de desarrollar sus propios recursos CBM. El Gobierno inició la comercialización de CBM en mayo de 2001 con el lanzamiento de la primera ronda de licitación de desarrollos de CBM.

La segunda ronda fue iniciada en mayo de 2003 con nueve bloques en oferta. En 2006, el Gobierno concedió diez bloques CBM después de haber recibido 54 ofertas tanto de compañías domésticas (por ejemplo: ONGC, Videsh, GAIL e IOC) como internacionales (por ejemplo: BP, CDX Gas y Arrow Energy). Las emisiones atmosféricas propias del desarrollo de CBM de la India crecerán a medida que su producción de carbón aumente y a medida que se exploten mantos de carbón con mayor contenido de gas y más profundos. El CBM tiene el potencial para causar un impacto significativo en las necesidades de suministro de energía del país. El Gobierno posee, como objetivo, alcanzar una producción anual de unos 3 tcf para 2010.

Por otro lado, el Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas se encuentra financiado un proyecto del Fondo Mundial para el Medio Ambiente en las Minas de Moonidih y Sudamdih para recuperar y utilizar CBM para la generación de energía y como combustible de automóvil. El proyecto de US\$18 mn, co-financiado por UNIDO y el gobierno de India busca demostrar tecnología para producir metano antes y durante el proceso de minería. El metano recuperado será utilizado para generar electricidad y como combustible de gas natural comprimido (GNC) en camiones de minería.

1.3.5 Desarrollo CBM en Rusia

Rusia tiene las mayores reservas de carbón a nivel mundial y es uno de los más grandes productores de carbón. La mayor área productora se encuentra ubicada en la cuenca de Kuznetsk. La cuenca de Kuznetsk está ubicada en la parte sur-central del país y tiene

reservas de carbón estimadas en el orden de las 14.5 bn toneladas. Alrededor de un tercio del carbón producido en Rusia viene de esta región.

Rusia en la actualidad es el cuarto mayor emisor de CMM pero se espera que estas emisiones disminuyan con el tiempo. El potencial de supresión de la emisión en las minas rusas depende directamente de la eficiencia del sistema de desgasificación y de las condiciones mineras, geológicas y del reservorio.

Mientras las minas de Rusia y las asociaciones mineras dan la bienvenida a los desarrollos que conducen a la reducción del contenido de metano de los mantos de carbón de las minas, a menudo carecen de soporte técnico e institucional para iniciar los proyectos de supresión de CMM. Sin embargo, recientemente, Gazprom ha manifestado su plan de desarrollar CBM en la cuenca Kuznetsk. Esta área tiene un estimado de 460 tcf (contenido de gas) de CBM a una profundidad de 1.800 m. La mayor profundidad utilizada para determinar las reservas estimadas sugiere que se trata aún de un valor fuertemente optimista para el recurso.

1.3.6 Hallazgos clave

Las siguientes son los hallazgos claves de desarrollo CMB a nivel internacional:

- De los países analizados, Estados Unidos posee el mayor volumen y la más madura y sostenida producción de CBM. Australia y Canadá han desarrollado una cantidad considerable de producción de CBM y han tenido éxito en el fomento del desarrollo y de la producción de sus recursos de CBM. China, aunque en las primeras etapas de producción, ha atraído la inversión y está preparada para crecer.
- Características geológicas favorables, que incluyen grandes recursos de CBM, grandes recursos de carbón bituminoso, media a alta porosidad de carbón, y suficiente contenido de gas para crear un flujo económico comercialmente atractivo son también pre-requisitos para una exitosa industria de CBM.
- La mayor parte de los países con grandes cantidades de producción proporcionan plazos fiscales favorables para el desarrollo de CBM y tienen una demanda interna sólida o cercana a la del gas natural.
 - La financiación del gobierno para el desarrollo de tecnologías y reducciones en regalías e impuestos mejora la viabilidad económica de los proyectos de CBM y fomenta la inversión.
 - En Queensland, donde se produce la mayor parte del CBM de Australia, el mismo ha sido desarrollado sin el beneficio de la asistencia estatal. Sin embargo, el CBM en Queensland se encuentra

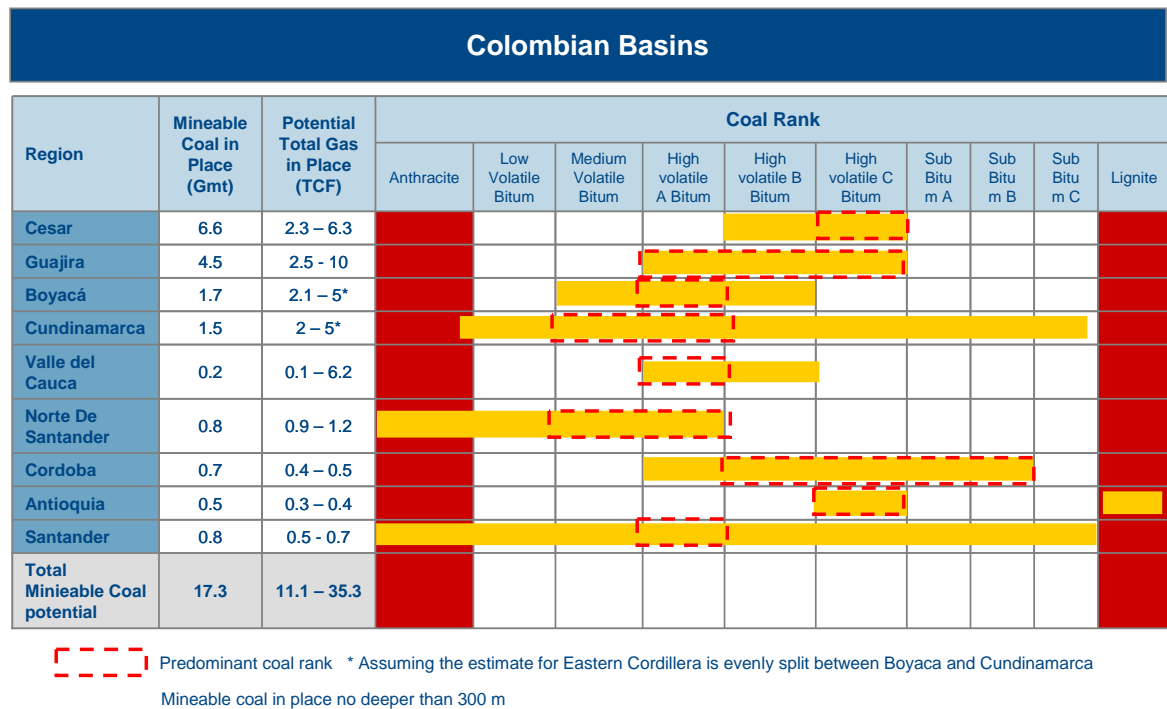
a una menor distancia del mercado consumidor que el gas natural convencional. Aunque Queensland no ha proporcionado incentivos en forma directa, ha fijado objetivos de producción de gas natural para generación de energía, lo que ha aumentado la demanda de gas natural tanto convencional como no convencional.

2. Situación actual de CBM en Colombia

2.1 Potencial de CBM de Colombia

Como parte de la descripción de varias cuencas CMB en Colombia en la Fase I del presente estudio, estimados preliminares del total de gas presente en cada cuenca fueron realizados. Con base en los estimados preliminares de contenido de gas, varias cuencas de Colombia podrían ser atractivas para explotación CBM según muestra la figura a continuación.

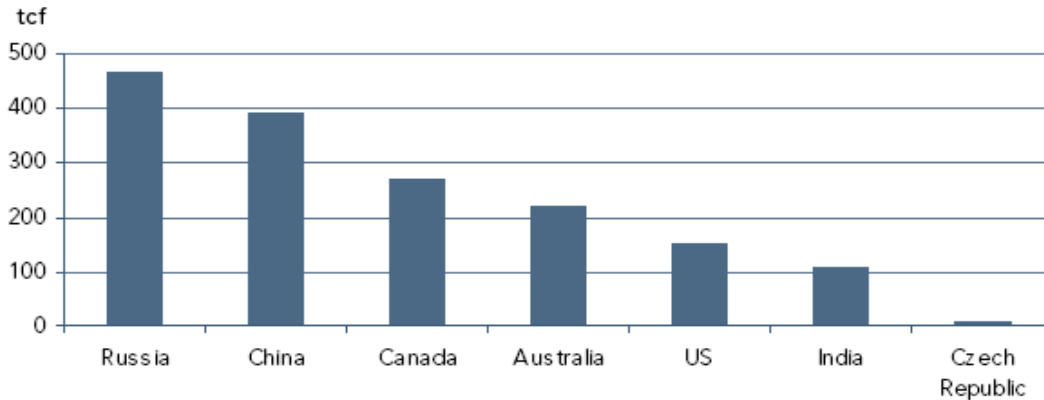
Figura 8: Potencial, por cuenca, de CBM en Colombia



Fuente: análisis Arthur D. Little, Ingeominas

Sin embargo, comparado con las regiones claves CBM en el mundo, el potencial CBM de Colombia (11 – 35 TCF) es relativamente menor según se muestra en la figura a continuación.

Figura 9: Potencial de CBM por país



Fuente: análisis Arthur D. Little

2.2 Carencia de datos técnicos

El mayor reto enfrentado al describir las cuencas de CBM en la Fase I fue la limitación en la cantidad de datos técnicos disponibles. Por lo tanto, aunque las oportunidades CMB en Colombia pueden ser atractivas, la cantidad limitada de datos técnicos disponibles, puede reducir el interés de potenciales inversionistas.

Las dos principales limitaciones de los datos técnicos fueron la carencia de datos correspondientes a perforaciones de pruebas de corona y disponibilidad de datos únicamente hasta la profundidad extraíble de 300 metros. Debido a la carencia de datos de perforaciones correspondientes a pruebas de corona y de análisis de laboratorio realizados, se cuenta con una falta de datos en cuanto a:

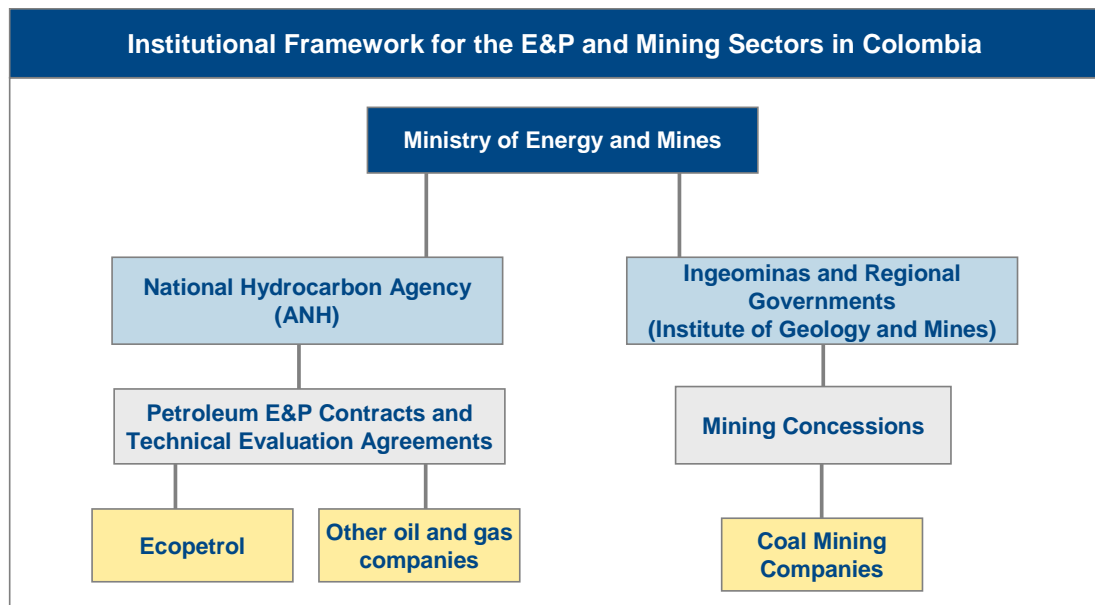
- Contenido de gas
- Permeabilidad
- Isotermas
- Desabsorción
- Hidrología
- Total de carbón en el sitio

No se cuenta con datos respecto a las características del carbón a profundidades mayores a los 300 mts., tal como la clasificación del carbón, el espesor de los mantos de carbón, etc., lo cual es esencial desde una perspectiva de desarrollo de CBM ya que la mayor parte de los mismos ocurren a trescientos metros debajo de la superficie.

2.3 Política regulatoria

En Colombia, la ANH e INGEOMINAS son las instituciones responsables de adjudicar los bloques de exploración y las concesiones mineras según se muestra en la figura a continuación.

Figura 10: Marco institucional



Fuente: análisis Arthur D. Little

Teniendo en cuenta que no existe referencia especial o especificación para el tratamiento de recursos no convencionales en la legislación de hidrocarburos y regalías, las condiciones actuales para gas natural aplican para CBM, shale gas y tight gas y las condiciones para petróleo pesado podrían aplicar para tar sands y shale oil.

El licenciamiento de CBM ha sido suspendido por el “Acuerdo 042” de la ANH, pendiente de estudio posterior del marco para CBM debido a problemas de coexistencia.

- Un estudio concluido en mayo de 2008 y resultante en el documento CONPES concluyó que el CBM se encuentra abarcado dentro del alcance de la legislación de hidrocarburos y que la explotación puede no requerir normas adicionales dado que, ni la legislación minera ni la de hidrocarburos, tienen inconsistencias en el alcance para el desarrollo de CBM.
- El objeto del presente estudio es proporcionar una perspectiva adicional al marco contractual necesario.

Dos contratos para la exploración y el desarrollo de CBM en Colombia han sido firmados: “Contrato de Asociación Río Ranchería” y “ANH E&P Contrato La Loma”.

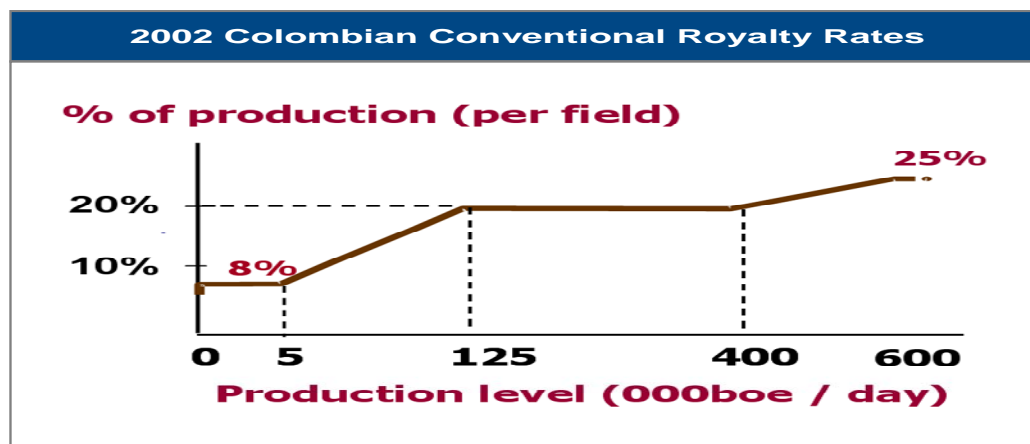
- En estos casos, se han desarrollado “normas contractuales” para el desarrollo de CBM relacionadas con el alcance E&P mediante la adopción de definiciones específicas para el recurso y la diferenciación de las fases de explotación y exploración de CBM. Los incentivos económicos y de regalía son los mismos para el gas natural.
- El Contrato ANH para la Loma representa el avance hacia la definición de un marco para el desarrollo recursos no convencionales, en el que se han incluido los depósitos de CBM dentro de los hidrocarburos convencionales, adaptaciones similares son / serán para otros recursos no convencionales.

Sin embargo, debido a la carencia de directrices claras para desarrollos conjuntos de carbón y CBM, se ha llegado a disputas legales y se ha paralizado una parte importante de la explotación de CBM en la cuenca de la Guajira.

2.4 Política fiscal

Los plazos fiscales actuales de Colombia para producción de gas natural convencional aplican también para desarrollos de CBM y estos solo pueden modificarse mediante una nueva legislación.

Figura 11: Tasas de regalía para recursos convencionales en Colombia



Fuente: análisis Arthur D. Little

Existe un número de descuentos a las regalías que se aplican al cronograma anterior:

- La producción de gas natural recibe un 20% de descuento respecto a este cronograma
- El crudo pesado recibe un 25% de descuento
- El gas offshore recibe un 40% de descuento

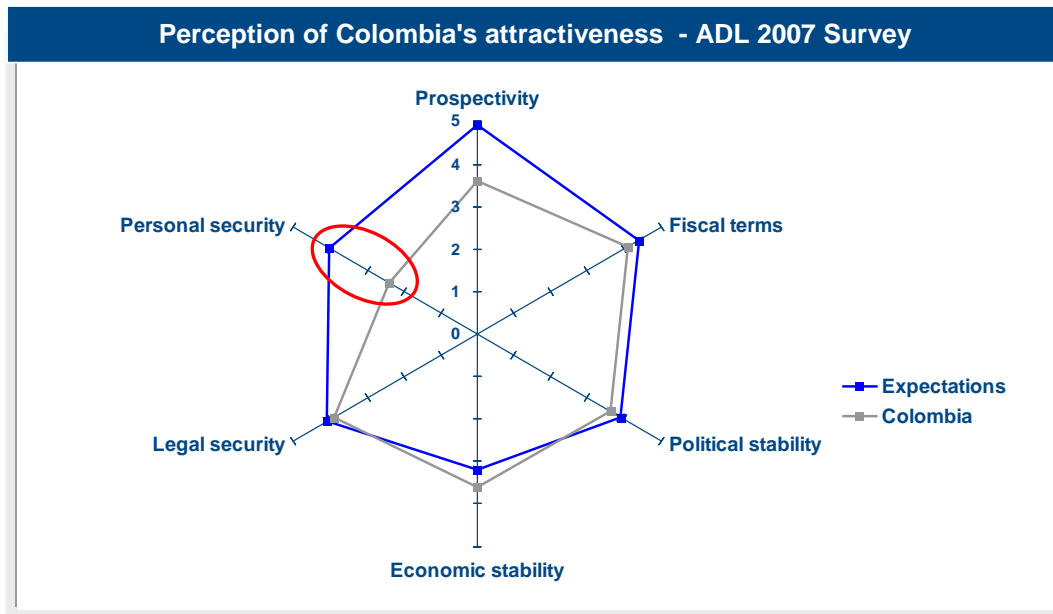
2.5 Política ambiental

En su mayoría, las regulaciones ambientales existentes en Colombia para minas de carbón y para gas, son adecuadas para manejar la producción de recursos no convencionales. De todas formas, necesitan definirse normas sobre el manejo del agua producida como consecuencia de la actividad.

2.6 Seguridad física

Aunque la situación de seguridad de Colombia ha mejorado de manera significativa en los últimos diez años, es percibido aún como un reto por los potenciales inversionistas según muestra la figura a continuación.

Figura 12: Percepción del atractivo de Colombia



Fuente: análisis Arthur D. Little




































3. Operadores de CBM y proveedores de tecnología

Con el fin de entender que clase de compañías estarían interesadas en las oportunidades de CBM en Colombia, un número seleccionado de potenciales operadores fueron identificados y rankeados. Dicho entendimiento permite formular un mensaje de comercialización y una estrategia más efectiva al definir claramente los segmentos de mercado de interés.









































Según se muestra en la tabla a continuación, los resultados de la priorización muestran que los operadores que actualmente poseen actividades como desarrolladores de CBM o actividades es energía convencional en Colombia probablemente sean los más interesados, seguidos por operadores de menor escala que se enfocan en actividades CBM a nivel internacional. Asimismo, algunos operadores independientes y especializados pueden igualmente estar interesados.

Tabla 4: Operadores de CBM

 Favorable  Desfavorable

| | País | Tipo | Experiencia CBM | Oportunidad de Instalación | Presencia Internacional | Presencia energética en Colombia | Instalación estratégica |
|-------------------------|-------------|----------------------------|---|---|---|---|---|
| Drummond | USA | Especializado |  |  |  |  |  |
| Ecopetrol | Colombia | Compañía petrolera estatal |  |  |  |  |  |
| BP | Reino Unido | Major |  |  |  |  |  |
| Chevron | USA | Major |  |  |  |  |  |
| Exxon | USA | Major |  |  |  |  |  |
| BHP Billiton | Australia | Independiente integrado |  |  |  |  |  |
| Arrow Energy Ltd | Australia | Especializado |  |  |  |  |  |

| | País | Tipo | Experiencia CBM | Oportunidad de Instalación | Presencia Internacional | Presencia energética en Colombia | Instalación estratégica |
|--------------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------|----------------------------|-------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| Nexen | Canadá | Integrado Independiente | | | | | |
| Geomet | USA | Especializado | | | | | |
| Shell | Países Bajos / Reino Unido | Major | | | | | |
| GDF Suez | Francia | Integrado Independiente | | | | | |
| Marathon Oil Corp | USA | Integrado Independiente | | | | | |
| Suncor Energy | Canadá | Integrado Independiente | | | | | |
| Essar Oil Ltd. | India | Integrado Independiente | | | | | |
| Conoco Phillips | USA | Major | | | | | |

| | País | Tipo | Experiencia CBM | Oportunidad de Instalación | Presencia Internacional | Presencia energética en Colombia | Instalación estratégica |
|------------------------------|-------------|-------------------------|--|---|---|---|---|
| Quicksilver Resources | USA | Especializado |  |  |  |  |  |
| Apache Corp | USA | Integrado Independiente |  |  |  |  |  |
| BG Group | Reino Unido | Integrado Independiente |  |  |  |  |  |
| Great Eastern Energy | India | Especializado |  |  |  |  |  |
| El Paso | USA | Integrado Independiente |  |  |  |  |  |
| Penn West Energy | Canadá | Integrado Independiente |  |  |  |  |  |
| Range Resources | USA | Integrado Independiente |  |  |  |  |  |
| Anadarko Petroleum | USA | Integrado Independiente |  |  |  |  |  |

| | País | Tipo | Experiencia CBM | Oportunidad de Instalación | Presencia Internacional | Presencia energética en Colombia | Instalación estratégica |
|-----------------------------------|---------|----------------------------|-----------------|----------------------------|-------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| Canadian Natural Resources | Canadá | Integrado Independiente | | | | | |
| Devon Energy | USA | Integrado Independiente | | | | | |
| Encana | Canadá | Integrado Independiente | | | | | |
| ENI | Italia | Integrado Independiente | | | | | |
| CUCBM | China | Especializado | | | | | |
| Petrobras | Brasil | Compañía Petrolera Estatal | | | | | |
| Repsol | España | Integrado Independiente | | | | | |
| Total | Francia | Mayor | | | | | |

| | País | Tipo | Experiencia CBM | Oportunidad de Instalación | Presencia Internacional | Presencia energética en Colombia | Instalación estratégica |
|-------------------------------|-------------|-------------------------|-----------------|----------------------------|-------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| Eastern Star Gas | Australia | Integrado Independiente | | | | | |
| AGL Energy | Australia | Integrado Independiente | | | | | |
| Gazprom | Rusia | Integrado Independiente | | | | | |
| CSM Energy | Australia | Integrado Independiente | | | | | |
| UK Coal Mining Company | Reino Unido | Integrado Independiente | | | | | |
| Statoil | Noruega | Integrado Independiente | | | | | |
| Santos | Australia | Integrado Independiente | | | | | |

Fuente: Páginas Web Compañías, análisis Arthur D. Little

Por otro lado, la necesidad de utilización de diversas tecnologías relacionadas con CBM y sus proveedores asociados, fueron identificados en la Fase II, lo cual proporciona un buen entendimiento del tipo de operadores de tecnología requeridos en Colombia. Las grandes compañías operadoras de servicios petroleros así como operadores de tecnología fueron identificadas. A continuación se los enumera y se resume sus ofertas de servicios.

Tabla 5: Proveedores de tecnología

| | Estudio inicial y Prueba Piloto | | | Perforación | | Completamiento | | | | Producción | | |
|-----------------------------|---------------------------------|---------|----------------|-------------|--------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|------|------------------|
| | Coring & Lab Analysis | Logging | Basin Modeling | Drilling | Casing & Cementing | Perforation | Well Stimulation | Under Reaming | Jetting Laterals | Artificial Lift | ECBM | Water Management |
| Allied Cementing Company | | | | | ● | | ● | | | | | |
| Altela | | | | | | | | | | | | ● |
| Apex Petroleum Engineering | | | | | | | ● | | | | | |
| American Casing & Equipment | | | | | ● | | | | | | | |
| Ancell Energy | ● | | | | | | | | | | | |
| Baker Hughes | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | | ● |

| | Estudio inicial y prueba piloto | | | Perforación | | Completamiento | | | | Producción | | |
|-------------------------------|---------------------------------|---------|----------------|-------------|--------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|------|------------------|
| | Coring & Lab Analysis | Logging | Basin Modeling | Drilling | Casing & Cementing | Perforation | Well Stimulation | Under Reaming | Jetting Laterals | Artificial Lift | ECBM | Water Management |
| Blackwarrior Wireline | | ● | | | | | | | | | | |
| Borehole Mining International | | | | | | | ● | ● | | | | |
| Core Laboratories | ● | | ● | | | | | | | | | |
| Cudd Services | | ● | | ● | | | ● | | | | | |
| Cementrite | | | | | ● | | | | | | | |
| Calfrac Well Services | | | | | ● | | ● | | | | | |
| US Oil & Gas Corp. | | | | | ● | ● | | | | | | |

| | Estudio inicial y prueba piloto | | | Perforación | | Completamiento | | | | Producción | | |
|------------------------|---------------------------------|---------|----------------|-------------|--------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|------|------------------|
| | Coring & Lab Analysis | Logging | Basin Modeling | Drilling | Casing & Cementing | Perforation | Well Stimulation | Under Reaming | Jetting Laterals | Artificial Lift | ECBM | Water Management |
| Gardes Energy Services | ● | | | | | | | | | | | |
| GE Water | | | | | | | | | | | | ● |
| Global Energy Services | | | | | | | | | | ● | | |
| Halliburton | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | | ● |
| Quality Logging | | ● | | | | ● | | | | | | |
| Harvest Tool Company | | | | | | | | ● | | | | |
| ICI Artificial Lift | | | | | | | | | | ● | | |

| | Estudio inicial y prueba piloto | | | Perforación | | Completamiento | | | | Producción | | |
|-------------------------|---------------------------------|---------|----------------|-------------|--------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|------|------------------|
| | Coring & Lab Analysis | Logging | Basin Modeling | Drilling | Casing & Cementing | Perforation | Well Stimulation | Under Reaming | Jetting Laterals | Artificial Lift | ECBM | Water Management |
| Intertek | ● | | | | | | | | | | | |
| IRIS | | | ● | | | | | | | | | |
| Jet Drill Well Services | | | | | | | | | ● | | | |
| J-W Wireline Company | | ● | | | | ● | | | | | | |
| Lemigas Core Lab | ● | | | | | | | | | | | |
| LDD Drilling | | | | | | | | ● | | | | |
| Log-tech Inc | | ● | | | | | | | | | | |

| | Estudio inicial y prueba piloto | | | Perforación | | Completamiento | | | | Producción | | |
|------------------------------|---------------------------------|---------|----------------|-------------|--------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|------|------------------|
| | Coring & Lab Analysis | Logging | Basin Modeling | Drilling | Casing & Cementing | Perforation | Well Stimulation | Under Reaming | Jetting Laterals | Artificial Lift | ECBM | Water Management |
| Magna Energy Services | | ● | | | | ● | | ● | | | | ● |
| Mitchell Drilling Intl | | | | ● | | | | | | | | |
| Maverick Stimulation Company | | | | | | | ● | | | | | |
| MI Swaco | | | ● | ● | | | | | | | | ● |
| Perf-O-Log | | ● | | | | ● | | | | | | |
| Permedia | | | ● | | | | | | | | | |
| Platte River Associates | | | ● | | | | | | | | | |

| | Estudio inicial y prueba piloto | | | Perforación | | Completamiento | | | | Producción | | |
|-----------------------------------|---------------------------------|---------|----------------|-------------|--------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|------|------------------|
| | Coring & Lab Analysis | Logging | Basin Modeling | Drilling | Casing & Cementing | Perforation | Well Stimulation | Under Reaming | Jetting Laterals | Artificial Lift | ECBM | Water Management |
| Pense Bros. Drilling | | | | ● | | | | | | | | |
| RadJet Inc | | | | | | | | | ● | | | |
| Rod Services | | | | | | | | | | ● | | |
| Raven Ridge | ● | | | | | | | | | | | |
| Schlumberger | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | | ● |
| Scientific Drilling International | | ● | | ● | | | | | | | | |
| Sitter Drilling | | | | | | | | | ● | | | |

| | Estudio inicial y prueba piloto | | | Perforación | | Completamiento | | | | Producción | | |
|---------------------------|---------------------------------|---------|----------------|-------------|--------------------|----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|------|------------------|
| | Coring & Lab Analysis | Logging | Basin Modeling | Drilling | Casing & Cementing | Perforation | Well Stimulation | Under Reaming | Jetting Laterals | Artificial Lift | ECBM | Water Management |
| Target Drilling | | | | ● | | | | | | | | |
| United Survey | | ● | | | | ● | | | | | | |
| Veolia Water | | | | | | | | | | | | ● |
| Weatherford | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | ● | | ● |
| Well Enhancement Services | | | | | | | | | ● | | | |
| Wood Group | | | | | | | | | | ● | | |
| Zetaware | | | ● | | | | | | | | | |

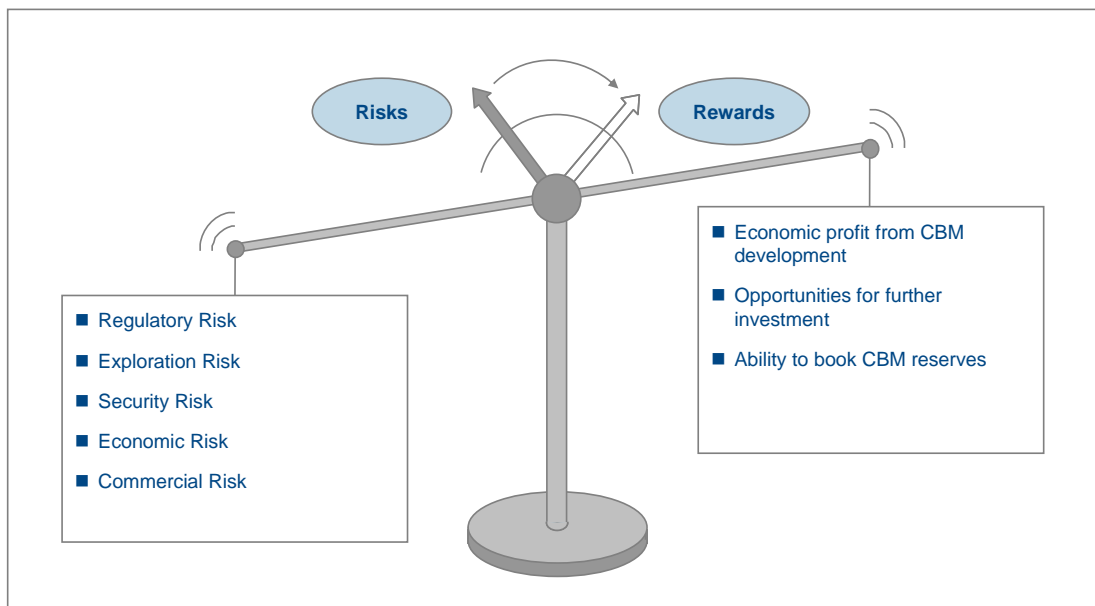
Fuente: Sitios web de las compañías, Análisis ADL

4. Estrategia de comercialización y promoción

4.1 Resumen

Para lograr que una estrategia de CBM sea exitosa en Colombia, es vital que los inversionistas puedan sentir que los potenciales retornos de la inversión sopesarán los riesgos.

Figura 13: Riesgos y retornos a la inversión



Fuente: análisis Arthur D. Little

Es esencial que ANH desarrolle una estrategia holística de comercialización y campañas promocionales que capten los elementos esenciales para garantizar el desarrollo exitoso en Colombia de las oportunidades de CBM.

Figura 14: Estrategia holística de comercialización y promoción



Fuente: análisis Arthur D. Little

4.2 Política regulatoria

Muchos de los inversionistas potenciales conocen la disputa legal entre Drummond y las compañías mineras en la región del Cerrejón, lo cual genera incertidumbre respecto a la posibilidad de invertir en Colombia.

Por lo tanto, Colombia necesita garantizar la existencia de un claro marco contractual y regulatorio para atraer el interés de los inversionistas en futuros desarrollos CBM en el país. Colombia Avances en este frente ya han sido realizados, con anteproyectos de ley en curso. El anteproyecto de ley allanará el camino para claridad en el futuro, lo que hará la inversión de CBM en Colombia más atractiva desde el punto de vista regulatorio y contractual.

Figura 15: Factores a destacar del marco regulatorio

Current Draft Legislation & Contractual Framework Highlights

- In case of an overlap of CBM activities and coal mining, both the CBM developer and the coal miner should facilitate and agree upon a development plan that outlines the coexistence of coal mining and CBM activities.
 - The CBM developer needs to initiate facilitation via written notice with complete documentation of planned activities etc.
 - The agreement between both parties should be reached within forty five days
- In case the negotiations fail, the Ministry of Mines shall determine the technical parameters that allow the execution between the two activities based upon best economic and environmental interests of the nation
- Currently there is no separate contractual framework in place for CBM. However, ANH has engaged a consulting firm to develop a contractual framework specifically for CBM

Fuente: análisis Arthur D. Little

En lugar de dar prioridad a un interesado por sobre el otro, el anteproyecto de ley aclara un proceso a seguir a fin que ambas actividades coexistan. Esto da al Ministerio de Minas y Energía la autoridad para resolver los problemas en caso de una disputa, allanando el camino para que el Ministerio se mueva de manera rápida a fin de evitar largas disputas legales y retrasos.

Desarrollar un marco contractual constituye la dirección correcta y ANH debe garantizar que se el mismo sea completado lo más pronto posible.

4.3 Política fiscal

Dados los retos técnicos y económicos asociados con los desarrollos de CBM y el reducido tamaño de muchas cuencas, Colombia debe evaluar la conveniencia de suministrar incentivos fiscales específicos. Algunas de las opciones de incentivo que Colombia puede lograr se enumeran en la tabla a continuación.

Tabla 6: Opciones de incentivos fiscales

| Opciones de Incentivos | Descripción |
|--|--|
| Reducción de regalía | Reducir la tasa de regalía para proyectos CBM no convencionales. Por ejemplo, los proyectos gas reciben actualmente un 20% de descuento sobre el cronograma de regalías de ANH; proponer reducir en otro 30% para alcanzar un total de reducción del 50% del cronograma actual de regalía. |
| Licencia en la regalía (duración) | Proporcionar una exención de los pagos de regalía durante los primeros años del proyecto. Los enfoques estudiados incluyen: exención a las regalías para los primeros años de operación del proyecto o exención a las regalías hasta que se cumpla con el período de pago del proyecto. |
| Licencia en Impuesto sobre la Renta (duración fija) | Exención al pago de impuesto sobre la renta del proyecto por una cantidad determinada de tiempo (tiempo propuesto: primeros 8 a 10 años de operación del proyecto). En la actualidad el impuesto sobre la renta utilizado para un proyecto de CBM es de 33%. |
| Impuesto sobre la renta hasta recuperar el capital inicial | Exención a los pagos de impuesto sobre la renta del proyecto hasta después que se cumpla con el periodo de pago del proyecto. En la actualidad el impuesto sobre la renta utilizado para proyectos de CBM es de 33%. |
| Créditos Fiscales (con base en volúmenes de gas o petróleo) | En la actualidad no se otorgan créditos fiscales para proyectos de hidrocarburos no convencionales. La cantidad propuesta es de \$0.50 por mil pies cúbicos o \$3.00 por barril de producción. El crédito puede ser aplicado por distintos períodos de tiempo: un número fijo de años hasta que el pago del proyecto sea honrado o durante todo el proyecto. |
| Cronograma de depreciación acelerada | En la actualidad la depreciación se calcula en forma lineal por un período de diez años. El método propuesto duplica la tasa de depreciación y así acelera los beneficios fiscales relacionados. |

| | |
|--|---|
| Permitir Uso de Pérdidas Trasladables a Ejercicios Posteriores Inmediatos | El modelo económico base asume que las pérdidas fiscales durante los primeros años del proyecto se utilizan posteriormente en la vida del proyecto para equilibrar futuros pasivos fiscales. El cambio propuesto permite a los inversionistas beneficiarse de estas pérdidas fiscales a medida en que incurra en ellas. |
| Menores costos por adquisición de derechos de superficie | Las regulaciones actuales exigen pagos fijos por subsuelo de \$1.00 por hectárea por mes y \$0.01 por mil pies cúbicos. Los cambios propuestos disminuyen estos en un 50%. |

Fuente: análisis Arthur D. Little

4.4 Política ambiental

Como el desarrollo de CBM produce volúmenes considerables de agua, debe prestarse especial atención a los impactos debido a dicha producción

- Calidad de Agua del agua producida
- Volumen del agua a ser tratada
- Opciones de disposición/rutas para el agua producida (se enlazará con los parámetros de calidad de agua y potencial recibo en el medio ambiente)

Dependiendo de la calidad de agua, necesitan desarrollarse directrices específicas para disposición. Algunas de las opciones de disposiciones incluyen:

- Inyección de agua
- Evaporación
- Descarga de agua de superficie
- Uso industrial
- Uso agrícola
- Uso doméstico

4.5 Potencial de la oportunidad

4.5.1 Datos técnicos

ANH necesita tener datos técnicos suficientes para garantizar que los inversionistas tengan suficiente información para una evaluación conveniente de las oportunidades CBM.

La perforación y el análisis de laboratorio de perforación de pozos de corona se necesitan habitualmente para desarrollar información básica para análisis económico:

- Contenido de gas
- Isotermas
- Pruebas de Desabsorción
- Datos de Hidrología
- Datos de Permeabilidad
- Espesor de los mantos de carbón
- Clasificación del Carbón

A fin de obtener más información en vez de celebrar en forma directa contratos E&P para desarrollos CBM, ANH debe considerar otras opciones para desarrollar información adicional y aumentar el interés del inversionista:

- Perforar pozos de corona y realizar análisis de laboratorio antes de las rondas de licitación a fin que esta información esté disponible para los inversiones pertinentes
- En lugar de firmar un contrato E&P, firmar un Acuerdo de Evaluación Técnica (TEA) con el inversionista en el cual se le exige al inversionista perforar los pozos de corona y realizar análisis de laboratorio

La discusión a continuación describe las distintas tres opciones que ANH puede seguir:

Opción 1: ANH celebra un contrato E&P en forma directa

En virtud de esta estrategia, ANH realizará una ronda de licitación con los datos actuales disponibles y celebrará un contrato E&P con un inversionista potencial. Mientras las adjudicaciones de contrato E&P para oportunidades CBM pueden ser la forma más rápida para desarrollar los recursos, esto conllevaría un riesgo importante para muchos potenciales inversionistas debido al alto grado de incertidumbre técnica en la fecha de la licitación.

Ventajas

- ANH no tendrá que incurrir en costos para reunir datos adicionales
- La ronda de licitación podría reunirse en un año ya que no se requiere de tiempo adicional para reunir datos
- El flujo entrante de inversiones en el sector CBM de Colombia puede iniciar más pronto

Desventajas y Riesgos

- ANH no conoce el “verdadero” potencial de recurso para poder tomar decisiones documentadas con respecto a los términos del contrato (regalía, etc.)
- Posibilidad de falta de interés de los licitantes /ofertantes debido a una carencia de datos.
 - Puede que no se sientan lo suficientemente cómodos para tomar decisiones financieras con base en la información disponible
 - Puede que no se sientan cómodos para conseguir compromisos de inversión sin conocer el verdadero potencial del recurso

Opción 2: ANH Dirige Perforación de pozos de corona y Análisis de Laboratorio

Mediante la realización de perforaciones de pozos de corona y programas de análisis de laboratorio, ANH podría garantizar mayores niveles de interés de inversionistas potenciales, sin embargo, demoraría el cronograma de las adjudicaciones de CBM.

En virtud de esta estrategia, ANH invertirá en estudios de evaluación (perforación de pozos de corona y análisis de laboratorio) de bloques potenciales para fomentar la concientización de los inversionistas potenciales sobre el potencial no convencional de Colombia. Habitualmente, de uno a dos pozos de corona por cuenca proporcionarían datos suficientes para los inversionistas y un estimado aproximado del costo por hoyo es de alrededor de \$0.5 Millones.

Por otro lado, ANH podría obtener asistencia de algunas instituciones internacionales especializadas o agencias gubernamentales tales como el US Geological Survey para realizar estos estudios técnicos en las cuencas CBM de Colombia.

Ventajas

- Mayores chances de contar con interés suficiente de los inversionistas
- ANH estará mejor informada del potencial del recurso que está colocando en concesión
 - Puede ayudar a ANH a reunir mejores términos en el contrato para sí mismo
- ANH puede celebrar un contrato directo E&P sin la necesidad de un TEA primero

Desventajas y Riesgos

- ANH se encarga del costo de la perforación del pozo de corona
- Realizar la perforación de pozos de corona podría tomar algún tiempo, demorando así el cronograma de las potenciales rondas de licitación

- Muchos de los inversionistas consideran que el análisis realizado por entidades gubernamentales podría estar sobreestimado y pueden, en cualquier caso, acabar realizando su propia muestra de perforación

Opción 3: Acuerdo Especial de Evaluación Técnica

Un Acuerdo Especial de Evaluación Técnica para desarrollos CBM podría ser otra estrategia a considerar por ANH. En virtud de esta estrategia, ANH celebrará un acuerdo de evaluación técnica con un inversionista potencial en lugar de firmar en forma directa un contrato E&P.

Un contrato de estas características tiene como objeto evaluar y mejorar el conocimiento del potencial de hidrocarburo en un área CBM dada e identificar las zonas de interés. ANH necesitará modificar el TEA conforme con las necesidades de desarrollo de CBM.

Ventajas

- ANH no tendrá que sufragar los costos de realizar la perforación del pozo de corona y el análisis de laboratorio
- ANH podrá dirigir rondas de licitación conforme con el cronograma planeado en la actualidad.
- ANH contará con mejores datos sobre los recursos
- Oportunidad de cambiar los términos de los contratos E&P conforme con los resultados de la fase TEA

Desventajas y Riesgos

- Debido a compromisos de inversión más bajos, los adjudicatarios del TEA puede que no sean los operadores mejores calificados para el desarrollo total de las oportunidades
- Demorará la fase de exploración y producción de CBM demorando así el flujo de ingresos
- Posibilidad que los inversionistas escojan no celebrar un contrato E&P una vez finalice el plazo del TEA

4.6 Generalidades de la estrategia de comercialización y promoción

Una vez los elementos regulatorios claves hayan sido establecidos, una estrategia efectiva de comercialización y promoción ayudará a garantizar el éxito de los desarrollos CBM en Colombia. Como muestra la figura a continuación, la estrategia de comercialización y promoción consiste de cinco pasos esenciales que se dividen ampliamente en dos fases:

Antes de iniciar la fase de licitación y después de iniciar la fase de licitación. Los cinco pasos esenciales son:

- Desarrollar material de marketing
- Crear conciencia
- Llegar a los interesados
- Desarrollar material de licitación
- Marketing enfocado

Figura 16: Generalidades de la estrategia de comercialización y promoción



Fuente: análisis Arthur D. Little

La estrategia de comercialización y promoción se inicia con un amplio mercadeo que a su vez se convierte en un enfoque centrado hacia la proximidad de la ronda de licitación. Las siguientes secciones describen los pasos claves para una estrategia exitosa de comercialización y promoción.

4.7 Desarrollo de material de marketing

4.7.1 Segmentos de mercado

Según muestra la figura a continuación, el plan de comercialización y promoción debe tener como objetivo a todos los interesados involucrados, incluyendo a los operadores de CBM, proveedores de tecnología y servicios, compañías mineras, autoridades locales, comunidades y ONGs.

Figura 17: Material de marketing



Fuente: análisis Arthur D. Little

4.7.2 Mensajes claves de marketing

Aunque el enfoque del mensaje de marketing cambiará dependiendo del segmento objetivo, la esencia del mismo permanecerá inalterable. Algunos de los mensajes claves son:

- Colombia tiene un atractivo potencial CBM
- Colombia tiene un mercado listo para absorber la producción de metano con una estructura de ductos bien desarrollada
- El gobierno de Colombia tiene un marco fiscal y regulatorio estable
- La situación de seguridad de Colombia ha mejorado en forma significativa desde la década de los 90

- La creciente industria CBM creará una demanda significativa para servicios y tecnología relacionados con CBM
- El desarrollo de la industria CBM será beneficioso para el progreso total de Colombia contribuyendo a:
 - Seguridad en el abastecimiento de Energía
 - Creación de puestos de trabajo
 - Inversión extranjera
 - Transferencia de tecnología

Una vez se hayan estructurado los mensajes claves de Mercado, ANH necesitará desarrollar materiales de mercadeo tales como folletos, presentaciones para inversionistas y un paquete técnico detallado que destaque las oportunidades CBM de Colombia.

4.7.3 Material de marketing

Folletos

Un folleto atractivo debe destacar el potencial de CBM de Colombia y debe dar una visión general de las distintas oportunidades que existen en Colombia. Además, deben incluirse incentivos claves y los rasgos atractivos de Colombia tales como incentivos fiscales, demanda de mercado, etc. El folleto se utilizará en múltiples actividades de comercialización tales como exposiciones comerciales, sesiones de revisión técnica, etc.

Presentaciones

Las presentaciones de marketing deben otorgar una visión general de las oportunidades CBM, proporcionando más detalles sobre las oportunidades que el folleto. Debe incluir detalles sobre términos fiscales y contractuales y demanda de Mercado.

Paquete Técnico Detallado

Un cuadernillo que se utilizará junto con el folleto para suministrar más información. ANH estará colaborando con las universidades locales para elaborar los paquetes técnicos de la licitación para recursos convencionales. El mismo enfoque podría utilizarse para las cuencas CBM.

4.7.4 Enfoque del material de comercialización y promoción

Aunque los mensajes claves permanecerán inalterados, ANH necesita desarrollar tópicos promocionales específicos para cada audiencia objetivo. A continuación una breve descripción de los tópicos promocionales que deben destacarse para cada tipo de audiencia objetivo:

Operadores CBM

- Tamaño de las oportunidades
- Demanda de mercado
- Incentivos Fiscales
- Infraestructura adecuadamente desarrollada
- Claro marco regulatorio
- Estabilidad de marco fiscal y regulatorio
- Seguridad de las operaciones en Colombia

Proveedores de Servicio y Tecnología

Aunque los operadores CBM adquirirán la tecnología y servicios necesarios, ANH puede colaborar en la educación de los proveedores de tecnología con respecto al potencial total y al atractivo del mercado actuando así como un facilitador para acercar los proveedores de tecnología a Colombia. En particular, ANH debe concentrarse en los siguientes tópicos promocionales:

- Plan de desarrollo de CBM de Colombia
- Cantidad de actividad CBM esperada
- Necesidad de tecnología relacionada para CBM
- Baja competencia local de los proveedores de servicios
- Seguridad de las operaciones en Colombia
- Tipos de tecnología requerida

Compañías mineras

- Educación sobre el nuevo marco regulatorio
- Información sobre los derechos de las compañías mineras
- Educación sobre cómo las actividades CBM y las actividades de minas de carbón pueden coexistir sin dañar los intereses de ninguna de éstas
- Educación sobre la importancia de trabajar juntos con los operadores CBM

Comunidades Locales

- Educar a las comunidades locales sobre qué es CBM
- Educar a las comunidades locales sobre las leyes que están listas para garantizar que haya un impacto limitado en sus vidas diarias y el medio ambiente
- Educar a las comunidades locales sobre los beneficios del desarrollo CBM
 - Estimulación económica tal como creación de puestos de trabajo y desarrollo de infraestructura

Universidades

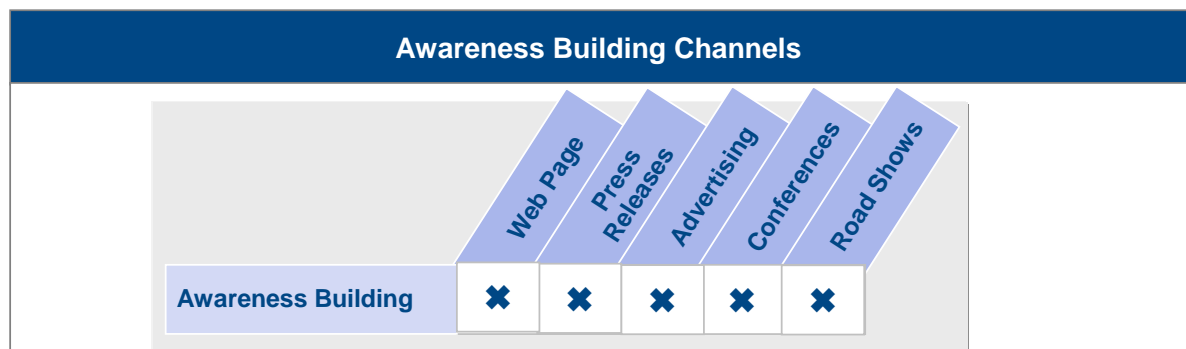
- Educar sobre el potencial CBM
- Oportunidad para investigar concesiones para proyectos de investigación relacionados con CBM
- Oportunidades de pasantía CBM con operadores CBM
- Desarrollar alianzas con profesores expertos en CBM y alentarlos a incluir un trabajo educativo en CBM en los planes de grado.

4.8 Concientización

Una vez concluido el material de marketing, ANH necesita concientizar respecto del potencial CBM de Colombia mediante campañas eficaces utilizando varios canales.

Recomendamos cinco canales principales, a través los cuales ANH puede crear conciencia de las oportunidades CBM de Colombia.

Figura 18: Canales de concientización



Fuente: análisis Arthur D. Little

4.8.1 Página Web

ANH debe apalancar su página web para publicitar el potencial CBM de Colombia mediante la creación de una sección aparte que suministre información sobre CBM en Colombia. Información en la sección de la página web puede incluir:

- Factores destacados del atractivo CBM en Colombia
- Copia del folleto y presentación del inversionista
- Calendario de los eventos donde ANH promueva las oportunidades CBM en Colombia
- Información de contacto

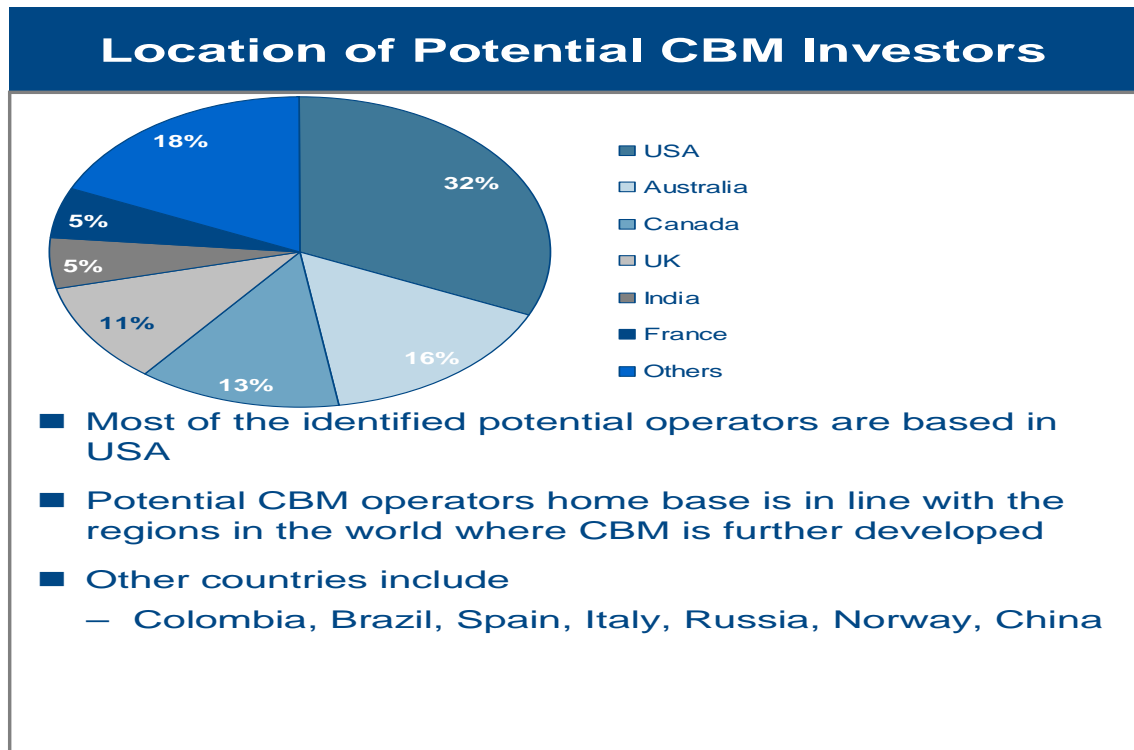
4.8.2 Conferencias

Uno de los canales de concientización más eficaces es mediante la participación en varias conferencias y exposiciones comerciales. Por lo tanto, ANH debe participar en forma activa en conferencias relacionadas con energía, recursos no convencionales y CBM y en exposiciones donde ANH arme a ser utilizados como plataforma para divulgar información con respecto a las oportunidades CBM en Colombia (por ejemplo, donde se distribuyan los folletos CBM desarrollados).

Además, ANH debe dirigir sesiones especiales en estas conferencias y exposiciones comerciales donde presente las oportunidades CBM de Colombia utilizando las presentaciones de marketing desarrolladas.

Considerando que hay un gran número de conferencias y eventos cada año, ANH debe fijar como objetivo las principales conferencias CBM y aquellas conferencias ubicadas en países que cuenten con mayor número de operadores potenciales de CBM.

Figura 19: Localización de inversionistas potenciales en CBM



Fuente: análisis Arthur D. Little

Algunas conferencias relacionadas con CBM tendrán lugar en el 2010 y se recomienda la asistencia de la ANH a fin de posicionar la participación de Colombia en las actividades CBM. Las siguientes tablas enumeran algunas de estas conferencias.

Tabla 7: Eventos CBM

| Eventos CBM | | | |
|----------------------|-------------------------|------------------------------------|---|
| Fecha | Lugar | Organizador | Título |
| Jun 10 – 11, 2010 | Hong Kong | Centre for Management Technology | 3rd CBM & Unconventional Gas Summit |
| Ago 3 – 6, 2010 | Singapore | IBC Asia | 3rd Annual Coal Bed Methane Conference 2010 |
| Oct 5 – 7, 2010 | Birmingham, Alabama USA | US Environmental protection agency | Coal Mine Methane Conference |
| Ya realizado en 2010 | Indonesia | CMT | Coalbed Methane World 2009 |
| Oct 5 – 7, 2010 | Birmingham, Alabama USA | US Environmental protection agency | Coal Mine Methane Conference |

Fuente: análisis Arthur D. Little

Tabla 8: Eventos de gas no convencional

| Eventos de Gas No Convencional | | | |
|---------------------------------------|--------------------|--------------------|--|
| Fecha | Lugar | Organizador | Título |
| May 24 – 26, 2010 | Istanbul, Turquía | AAPG | Workshop on Assessment of Unconventional Gas Resources |
| Jun 13 – 16, 2010 | Colorado, USA | AAPG | Rocky Mountain section meeting |
| Jun 15 – 17, 2010 | Amsterdam, Holanda | Gti | Global unconventional gas 2010 |
| Oct 5 – 7, 2010 | Fort Worth, USA | PennWell | Unconventional Gas International |

| | | | |
|------------------|-----------------|--|--|
| Oct 19 -21, 2010 | Calgary, Canadá | CSUG, SPE | Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference |
| Nov 3 – 4, 2010 | Pittsburgh, USA | Developing Unconventional Gas | Making the Marcellus pay |
| Nov 3 – 5, 2010 | Dallas, USA | International Gas Union (IGU) and the American Gas Association (AGA) | World shale gas |
| Dic 1 – 2, 2010 | Warsaw, Polonia | Terrapinn | Shale Gas World, Europe 2010 |

Fuente: Análisis arthur D. Little

Tabla 9: Eventos de energía y gas natural

| Eventos de Energía y Gas Natural | | | |
|---|------------------------|--------------------------------------|---|
| Fecha | Lugar | Organizador | Título |
| Jun 8 – 10, 2010 | Calgary, Canadá | Petroleum Technology Alliance Canada | Global Petroleum conference |
| Jun 21 – 24, 2010 | Londres, Reino Unido | Terrapinn | World National Oil Companies congress |
| Jul 14 – 16, 2010 | Bogotá, Colombia | BNamericas Events | 4th BNamericas Andean Energy Summit |
| Sept 12 - 15, 2010 | Calgary, Canadá | AAPG | AAPG 2010 ICE |
| Sept 12 - 16, 2010 | Montreal, Canadá | World Energy Council | XXIst World Energy Congress |
| Oct 4 – 6, 2010 | Río de Janeiro, Brasil | Offshore Technology Conference | OTC Brasil Conference |
| Oct 21 – 22, 2010 | Houston, USA | World Trade Group | E&P Technology summit |
| Oct 25 – 28, 2010 | Brisbane, Australia | Terrapinn | Queensland Power & Gas 2010 |
| Oct 28 – 29, 2010 | Hanoi, Vietnam | Centre for Management Technology | 13th VOGP, Next phase of Incentives to Attract Investors in the Energy Sector |

| | | | |
|-----------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Nov 3 – 5, 2010 | Houston, USA | Terrapinn | Oil & Gas Outlook Latam 2010 |
| Nov 9 -10, 2010 | Berlín, Alemania | RWE | European Autumn gas conference |
| Feb 7 – 9, 2011 | Houston, USA | Offshore Technology conference | Arctic Technology Conference |

Fuente: análisis Arthur D. Little

Tabla 10: Eventos de minería

| Eventos de Minería | | | |
|---------------------------|------------------------|--|--|
| Fecha | Lugar | Organizador | Título |
| May 30 – June 02, 2010 | Bali, Indonesia | Coaltrans | 16th Coaltrans Asia |
| Jun 17 – 18, 2010 | Río de Janeiro, Brasil | Coaltrans | 3rd Coaltrans Brazil |
| Jun 23 – 24, 2010 | Wyoming, USA | University of Wyoming & University of Queensland (Australia) | International advanced coal technologies conference 2010 |
| Jun 24 – 25, 2010 | New York, USA | HIS, McCloskey Group, Energy Publishing Inc. | Coal USA conference 2010 |
| Ago 16 -17, 2010 | TBC, Australia | Coaltrans | 6th Coaltrans Australia |
| Sept 6 – 7, 2010 | Sydney, Australia | Terrapinn | Australia mining congress 2010 |
| Sept 8 – 10, 2010 | Lima, Perú | Digamma, Rumbo Minero | Expomina Perú 2010 |
| Oct 10 – 13, 2010 | Darmstadt, Alemania | GeoDarmstadt 2010 | 8th European coal conference |

Fuente: análisis Arthur D. Little

4.8.3 Publicidad

ANH debe apalancar los medios de publicidad en publicaciones de petróleo y gas para concientizar de las oportunidades CBM en Colombia. La propaganda debe publicarse en una variedad de revistas que se enfoquen en servicios de energía, recursos no

convencionales y servicios de la industria del petróleo para garantizar que el mensaje de marketing llegue a una amplia audiencia. A continuación se enumera una lista de publicaciones para referencia.

Figura 20: Publicaciones industria Oil & Gas

| Oil & Gas publications | | | Selection |
|---|---|---|-----------|
| Energy | Unconventional | Oil field services | |
| <ul style="list-style-type: none"> ■ Oil & Gas Journal ■ Oil & Gas Financial Journal ■ World Energy Magazine ■ Petroleum Economist ■ Scandinavian Oil & Gas magazine ■ O&G next generation ■ Oil & Gas Eurasia ■ Oilweek (Canada) ■ Alberta Oil Magazine ■ Oil and Gas Business Journal ■ The American Oil & Gas Reporter ■ World Oil ■ Brazil Oil & Gas ■ Petroleum (Latam) ■ Oil & Gas Australia ■ Gas Today (Australia) ■ Oil & Gas Gazette ■ Aspermont Oil & Gas ■ Hart's E&P  | <ul style="list-style-type: none"> ■ The Rocky Mountain Oil Journal ■ Czysta Energia (Poland) ■ Oilsands Review ■ Heavy Oil & Oilsands Directory  | <ul style="list-style-type: none"> ■ Oilfield Review (Schlumberger) ■ New Technology Magazine ■ Oilfield Technology Magazine ■ Pipeline and Gas Technology  | |

Fuente: análisis Arthur D. Little

4.8.4 Comunicados de prensa

ANH debe usar comunicados de prensa para crear conciencia. Los comunicados de prensa se han utilizado eficazmente en otros países para promover las oportunidades CBM según se muestra en el ejemplo a continuación.

Figura 21: Ejemplo de Comunicado de prensa en Indonesia

The image shows a screenshot of a Reuters press release page. At the top, there is a blue header with the text 'Press Releases' and a white box on the right containing the word 'Example'. Below the header is a navigation bar with the Reuters logo on the left, followed by 'EDITION: UK', and three menu items: 'News & Business', 'Sectors & Industries', and 'Analysis & Opinion'. On the right side of the navigation bar, there is a search box with the text 'Search' and a red 'SEARCH' button, along with 'Login' and 'Register' links. The main content area features a large headline: 'Indonesia seeks investors for coalbed methane sector'. Below the headline is a sub-headline: 'JAKARTA, Nov 6 (Reuters) - Indonesia will offer investors a 45 percent production split for coalbed methane contracts in an effort to attract funds into the sector, mines and energy minister Purnomo Yusgiantoro said on Tuesday.' To the right of the main text, there is a timestamp: 'Tue Nov 6, 2007 8:38am GMT' and a 'Quotes' section listing two companies: 'PT Medco Energi Internasional Tbk (MEDC.JK)' and 'PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (PGAS.JK)'. The main text continues with a paragraph explaining that Indonesia, as the only OPEC member in Asia-Pacific, has encouraged domestic industries and power plants to use alternative energy sources like coal and natural gas due to high international oil prices. It then defines coalbed methane (CBM) as natural gas trapped in coal seams, noting that it sometimes requires pumping out high-salinity water. A quote from Purnomo follows: 'We will give a better split to investors because coalbed methane takes long time to produce. Investors need guarantees for their investment.' The final paragraph states that the government will sign a CBM contract with PT Medco Energi Internasional Tbk (MEDC.JK) within a month for the South Sumatra area.

Fuente: Reuters, análisis Arthur D. Little

4.8.5 Foros especiales

Además de los canales de marketing previamente mencionados, ANH necesitará organizar foros dedicados a promover el gas no convencional y las oportunidades CBM en Colombia. ANH se enfocará en participar en eventos en Colombia, Estados Unidos y Canadá, ya que son los países con mayor concentración de potenciales inversionistas y proveedores de tecnología CBM.

Estas sesiones deben enfocarse en suministrar detalles a fondo de las oportunidades CBM y deben utilizarse con el fin de obtener una percepción y entendimiento sobre qué clase de incentivos y características estimularían el crecimiento. Los folletos, presentaciones de marketing y cuadernillos detallados de oportunidad deben utilizarse ampliamente en estos eventos.

Figura 22: Ejemplo de foro de CBM en India

| Road Show Example : India CBM Fourth Round 2009 | <i>Example</i> |
|---|----------------|
| <p>■ Roadshows for the NELP VII and CBM IV rounds will be held on 8 August in Mumbai (India), 20-21 August in Houston (USA), 24-25 August in Calgary (Canada), 8-9 September in London (UK), 22 September in Perth (Australia), and 24-25 September in Brisbane (Australia). The licensing round was initially launched on 9 April 2009</p> | |

Fuente: Reuters, análisis Arthur D. Little

Por su parte, ANH debe organizar foros y mesas redondas relacionadas específicamente con CBM en Colombia para vincular y educar a los proveedores de tecnología, compañías mineras de carbón y comunidades locales.

Foros para Inversionistas y Proveedores de Tecnología

ANH debe organizar eventos específicos de CBM donde estén invitados inversionistas potenciales y proveedores de tecnología. En estos eventos, ANH debe destacar el futuro potencial de CBM y tecnologías relacionadas con CBM en Colombia para concientizar sobre las oportunidades relacionadas con la tecnología CBM.

Foros para Compañías Mineras de Carbón

ANH debe también organizar conferencias de CBM y de minas de carbón en Colombia donde estén invitados tanto los operadores de CBM como las compañías mineras ANH debe utilizar esta oportunidad para instruir a los operadores CBM y las Compañías Mineras con respecto al nuevo marco regulatorio. En particular, ANH debe destacar cómo el nuevo marco fiscal y regulatorio salvaguarda los intereses de las partes involucradas.

El principal objetivo de participar en estos eventos es aclarar inquietudes y confusiones con respecto al marco regulatorio y destacar el hecho que es de interés de ambas partes colaborar en los proyectos.

Comunidades Locales

Además, ANH debe organizar en eventos locales de menor tamaño para las comunidades que viven en áreas de interés de CBM donde ANH debe:

- Educar a las comunidades con respecto a los beneficios de CBM a nivel local tal como la generación de empleo, etc.

- Distribuir los folletos desarrollados para las comunidades
- Educar a las comunidades con respecto a las leyes del país que salvaguarden sus intereses (por ejemplo, legislación ambiental, etc.)
- Escuchar sus inquietudes y aclarar confusiones

4.9 Paquete de licitación

Una vez que los bloques de CBM y la estrategia de adjudicación sean definidos, ANH debe desarrollar un paquete de licitación para los inversionistas. El portafolio de información, como mínimo, debe contener la siguiente información:

- Información comercial
 - Principales características del contrato tales como tasas de regalía, tasas de impuestos, etc.
 - Documentos requeridos para ser entregados por los licitantes tales como el programa de trabajo, costos de la licitación, etc.
 - Criterios de Evaluación de la Oferta
 - Instrucciones sobre cómo obtener datos técnicos adicionales
 - Incentivos Fiscales
 - Términos y condiciones del contrato (requerimientos de inversión de las compañías, cronograma, obligaciones laborales mínimas, etc.
- Información técnica
 - Mapas geológicos de las cuencas
 - Características generales de las cuencas tales como localización, área, etc.
 - Geología de las cuencas
 - Características de la cuenta tal como clasificación del carbón, espesor de los mantos de carbón, contenido de gas, etc.
 - Estimados del total contenido de gas
 - Información del mercado de metano
 - Otras informaciones pertinentes respecto a Colombia

Según se muestra en la figura a continuación, las recientes rondas de licitación CBM alrededor del mundo proporcionan buenos ejemplos del tipo de información esperada por los inversionistas.

Figura 23: Ejemplo de Paquete de licitación en India

Example

| Information Portfolio (Bidding Packet) – India : Bidding Pack | | |
|---|----------------------|------------------------------------|
| <p>BIDDABLE TERMS</p> <p>Companies would be required to bid for:</p> <p>1) Work program commitments.</p> <p>2) Production Level Payment (PLP) share offer to Government of India to the lowest tranche i.e. at up to 0.5 MMSCMD of CBM Production Rate and the highest tranche at 2.0 MMSCMD or above of CBM Production Rate.</p> <p>A detailed Bid Format is available in the CBM-IV docket as well as on the web sites:</p> <p style="text-align: center;">www.indianelpviii.com www.petroleum.nic.in ww.dghindia.org</p> | | |
| SI Number | Criteria | Weightage on a scale of 100 points |
| a) | Technical Capability | 30 |
| b) | Work Program | 35 |
| c) | Fiscal Package | 35 |

Example

| Information Portfolio (Bidding Packet) – India : Bidding Pack |
|---|
| <p>RAJMAHAL COALFIELD, JHARKHAND</p> <p>Rajmahal hills in Jharkhand show a vast expanse of Godwana sediments below a thick cover of basaltic lava flows. This forms part of extensive Tholeite volcanic province, in which the heat flow from Lower Cretaceous Volcanics has locally metamorphosed the underlying Barakar coal seams to a varying degree. In some favourable thermal aureoles, coal seam gas is stored in the seams. CBM operation has commenced in a block, which lies adjacent to this block on offer.</p> <p>The basin shows variation in coal formation in north to south over a stretch of about 100Km. In this belt, I – XV seams (1.0-13.3m) in north, nine seams in central part (0.5-28m) and four seams (2-32.3m) in the southern part are found to be developed. The cumulative average coal thickness is estimated at 40m. The coals correspond to High Volatile 'B' to 'C' rank with varying Vitrinite Reflectance (VRo) of 0.41 to 0.81%. The limited adsorption isotherm data shows a gas content of 7.1-8.7 m³/t at a pressure of 46 to 57 atmospheres. But due to under saturation of seams on account of periodic basic uplift, a conservative gas content of 3m³/t is kept in view. The CBM gas in all probability is stored in seams, which are soaked to higher thermal regime associated with Rajmahal volcanism in localized area.</p> <p>A CBM block RM(E)-CBM-2008/IV, covering an area of 1128 Sq. Km. is on offer for exploration and production of CBM. The block has about 91.0 BCM of estimated CBM resource.</p> |

Information Portfolio (Bidding Packet) – India : Bidding Pack

B. WORK PROGRAMME

Following points for committed minimum program will be given:

TABLE-3

| Sub criteria | Weightage points |
|-----------------------------------|------------------|
| Exploration Phase (Phase-I) | 25 |
| Pilot Assessment Phase (Phase-II) | 10 |
| Total Points | 35 |

Information Portfolio (Bidding Packet) – India : Bidding Pack

The proposed scale for allotment of points for each Phase of work program under the various sub criteria are given below:

| Work Commitment | CBM-IV |
|--|--|
| Phase-I (Exploration Phase) | 25 |
| (i) Exploratory Core hole drillings including Geophysical logging (Core hole should penetrate the technical basement i.e. at least 5 meter thick sediments below the deepest coal seam) | 24 Mandatory |
| (ii) Analysis of coal grade, rank, cleat spacing of core samples obtained during Core hole drilling | Mandatory |
| (iii) Gas content analysis of coal core samples | |
| (iv) Injection/Fall off test in the Core hole for carrying out permeability test and reservoir simulation study | |
| (v) Drilling of Test Wells* Drilling, completion. Stimulation (hydro fracturing or cavitations etc.), well testing, dewatering (production testing) of the Test Wells. Forecasting of CBM gas production and water based on the results of reservoir simulation, hydro-geological studies and Preliminary economic assessment *The Test Well (s), if successful, can be considered as a part of cluster wells during pilot assessment phase (Phase – II) | Mandatory (at least 2 test wells should penetrate the technical basement i.e. at least 5 meter thick sediments below the deepest coal seam) |
| (vi) Any other work considered necessary by the bidder subject to acceptance by the Evaluation Committee | 1 |
| (vii) Submission of report: 1. At the end of Core hole drilling, testing and studies 2. On the results of drilling and production testing of committed production Test Wells | Mandatory Mandatory |
| Phase-II | 10 |
| (a) Drilling of sufficient pilot wells | 10 |
| (b) Techno-economic feasibility report and full scale commercial development plan | Mandatory |
| (c) Market surveys and commitments | Mandatory |

Fuente: Ministerio de Energía de la India, análisis Arthur D. Little

4.10 Marketing enfocado

Una vez que esté completa la fase de creación de conciencia y confeccionado el paquete de licitación, ANH debe migrar hacia un enfoque de marketing más centrado en la realización de sesiones de revisión técnica. Deben organizarse múltiples sesiones de revisión técnica a las que estén invitados los operadores potenciales. Todos los tipos de inversionistas (majors, independientes, específicos, etc.) deben estar invitados a estas sesiones de revisión técnica.

Estas sesiones deben enfocarse en a las características técnicas de las cuencas. La sesión debe permitir el intercambio del know-how técnico entre los participantes y ANH. ANH debe trabajar para resolver los problemas de índole técnico que surjan durante estas sesiones.

El principal objetivo de ANH en estas sesiones es convencer a la audiencia objetivo que estas oportunidades son verdaderas mediante la presentación de los datos técnicos. Otro aspecto clave de estas sesiones es que ANH mida el nivel de interés de los participantes para determinar si los inversionistas potenciales se sienten cómodos con la cantidad de datos disponibles.

Las sesiones de revisión técnica serían la principal actividad de comercialización y promoción antes de la ronda de licitación.

4.11 Cronograma de marketing sugerido

A continuación se suministra un cronograma preliminar de actividades de comercialización y promoción. ANH debe ajustar este plan conforme a la estrategia y al cronograma del proceso de licitación de CBM.

Figura 24: Cronograma de marketing

