

# **Estudio de Benchmarking de Agencias Estatales de Regulación de Hidrocarburos**

Informe Final

Informe para la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia

18 Noviembre 2013

## Índice

|          |  |            |
|----------|--|------------|
| <b>1</b> | <b>Introducción</b>  | <b>7</b>   |
| <b>2</b> | <b>Marco jurídico</b>  | <b>9</b>   |
|          | 2.1 Generalidades  | 9          |
|          | 2.2 Resultados del Benchmarking  | 11         |
|          | 2.3 Análisis de cada Agencia   | 13         |
| <b>3</b> | <b>Modelos Contractuales y Términos Fiscales</b>                                   | <b>25</b>  |
|          | 3.1 Modelos Contractuales  | 25         |
|          | 3.2 Términos Fiscales  | 26         |
|          | 3.3 Resultados del Benchmarking  | 27         |
|          | 3.4 Análisis de cada Agencia   | 30         |
| <b>4</b> | <b>Revisión de los procesos de asignación de áreas de Exploración y Producción</b> | <b>49</b>  |
|          | 4.1 Tipos de procesos de asignación de áreas                                       | 49         |
|          | 4.2 Resultados del Benchmarking  | 49         |
|          | 4.3 Análisis de cada Agencia   | 52         |
| <b>5</b> | <b>Procesos de licenciamiento ambiental y social</b>                               | <b>75</b>  |
|          | 5.1 Procesos de licenciamiento   | 75         |
|          | 5.2 Análisis de cada Agencia   | 76         |
| <b>6</b> | <b>Identificación de buenas prácticas en temas de Investigación e Innovación</b>   | <b>87</b>  |
|          | 6.1 Actividades de Investigación e Innovación                                      | 87         |
|          | 6.2 Resultados del Benchmarking  | 87         |
|          | 6.3 Análisis de cada Agencia   | 88         |
| <b>7</b> | <b>Puntos Específicos de Análisis</b>  | <b>94</b>  |
|          | 7.1 Hidrocarburos no convencionales  | 94         |
|          | 7.2 Resultados del Benchmarking  | 94         |
|          | 7.3 Prácticas Detalladas de Hidrocarburos No Convencionales                        | 96         |
|          | 7.4 Prácticas Detalladas de Aguas Profundas  | 100        |
| <b>8</b> | <b>Conclusiones y Recomendaciones para la ANH</b>                                  | <b>102</b> |
|          | 8.1 Recomendaciones para la Agencia Nacional de Hidrocarburos                      | 103        |



## Lista de Tablas

|           |  |    |
|-----------|--|----|
| Tabla 1:  | Benchmarking – Roles de las Agencias   | 12 |
| Tabla 2:  | Tipos de Contratos – Beneficios y Riesgos del contratista y del Estado           | 25 |
| Tabla 3:  | Benchmarking – Tipología y duración de los contratos E&P                         | 28 |
| Tabla 4:  | Benchmarking – Comparación de los contratos de concesión                         | 29 |
| Tabla 5:  | Benchmarking – Comparación de los contratos de producción compartida             | 29 |
| Tabla 6:  | Duración de los contratos E&P de la ANH en función del tipo de área y yacimiento | 31 |
| Tabla 7:  | Duración de los contratos TEA de la ANH en función del tipo de área y yacimiento | 32 |
| Tabla 8:  | Duración de los contratos E&P de la ANP  | 35 |
| Tabla 9:  | Duración de los contratos de PERUPETRO en función del tipo de hidrocarburo       | 38 |
| Tabla 10: | Duración de los contratos de ANCAP   | 41 |
| Tabla 11: | Duración de los contratos de G&P Neuquén   | 43 |
| Tabla 12: | Duración de los contratos de E&P en Noruega                                      | 45 |
| Tabla 13: | Duración de los contratos de E&P en India  | 46 |
| Tabla 14: | Pagos por incumplimiento de los programas acordados de E&P en India              | 47 |
| Tabla 15: | Asignación de áreas – Métodos principales  | 49 |
| Tabla 16: | Benchmarking – Tipos de ofertas de áreas   | 50 |
| Tabla 17: | Benchmarking – Procesos para las Rondas de Negociación                           | 51 |
| Tabla 18: | Benchmarking – Acceso a la información tecnológica                               | 51 |
| Tabla 19: | Procedimiento para la Autorización Ambiental – Uruguay                           | 82 |
| Tabla 20: | Funciones de las Autoridades de Seguridad y Medioambiente en Noruega             | 84 |
| Tabla 21: | Permiso de Descarga en Noruega   | 84 |
| Tabla 22: | Benchmarking – Inversión en Investigación y Desarrollo                           | 88 |
| Tabla 23: | Benchmarking – Inversión en Investigación y Desarrollo                           | 89 |

## Lista de Figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 1: Benchmarking – Oportunidades, atractivo contractual y seguridad jurídica               | 9  |
| Figura 2: Factores considerados por inversionistas E&P   | 10 |
| Figura 3: Órganos reguladores – ventajas, desventajas y ejemplos                                 | 11 |
| Figura 4: Benchmarking – Año de creación y tipo de organismo                                     | 11 |
| Figura 5: Organigrama de la ANH  | 13 |
| Figura 6: Organigrama de la ANP  | 16 |
| Figura 7: Cronograma de Perupetro  | 17 |
| Figura 6: Organigrama de la CNH  | 18 |
| Figura 8: Organigrama de ANCAP   | 20 |
| Figura 9: Organigrama de la Gerencia de Exploración y Producción de ANCAP                        | 21 |
| Figura 10: Organigrama del Parlamento Noruego  | 22 |
| Figura 11: Órganos reguladores – tipos de contratos  | 26 |
| Figura 12: Características generales de los tipos de contratación más comunes                    | 26 |
| Figura 13: Estructura del Government Take – Contratos E&P ANH                                    | 34 |
| Figura 14: Estructura del Government Take – Contratos Concesión E&P ANP                          | 36 |
| Figura 15: Estructura del Government Take – Contratos PERUPETRO                                  | 39 |
| Figura 16: Estructura del Government Take – Contratos E&P Offshore Uruguay                       | 42 |
| Figura 17: Estructura del Government Take – Contratos E&P G&P Neuquén                            | 44 |
| Figura 18: Ejemplos de contratos de E&P en Noruega   | 45 |
| Figura 19: Estructura del Government Take – Contratos E&P Offshore Noruega                       | 46 |
| Figura 20: Estructura del Government Take – Contratos E&P India                                  | 48 |
| Figura 21: Procesos Asignación de Áreas celebrados por la ANH                                    | 53 |
| Figura 22: Roadshows celebrados por la ANH durante la Ronda Colombia 2012                        | 57 |
| Figura 23: Procesos Asignación de Áreas celebrados por la ANP                                    | 58 |
| Figura 24: Presentación ANP 2013 - Houston   | 60 |
| Figura 25: Procesos Asignación de Áreas celebrados por Perupetro                                 | 61 |
| Figura 26: Brochure de Perupetro para promover la Licitación Pública Contratos Licencia Offshore | 64 |
| Figura 27: Procesos Asignación de Áreas celebrados por Pemex                                     | 65 |
| Figura 28: Procesos Asignación de Áreas celebrados por ANCAP                                     | 66 |
| Figura 29: Actividades de Promoción Ronda Uruguay II   | 69 |
| Figura 29: Ejemplo Presentación Rondas Uruguay en la Latin Oil Week en Rio de Janeiro            | 69 |
| Figura 30: Procesos Asignación de Áreas celebrados por G&P Neuquén                               | 70 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 31: Procesos Asignación de Áreas celebrados en Noruega en los últimos 15 años     | 71  |
| Figura 32: Procesos Asignación de Áreas celebrados por el DGH                            | 72  |
| Figura 33: Ejemplo estimación puntaje Capacidad Técnica                                  | 73  |
| Figura 34: Roadshow de la Ronda NELP-IX en Perth, Australia                              | 74  |
| Figura 35: Presentación a inversores en Singapore  | 74  |
| Figura 36: Fuentes de emisión y descarga en una plataforma offshore                      | 75  |
| Figura 37: Autoridades Competentes Licenciamiento Ambiental                              | 76  |
| Figura 38: Procedimiento para la Autorización Ambiental – Perú                           | 79  |
| Figura 39: Eventos presenciales de presentación de contratistas Perupetro 2011           | 80  |
| Figura 40: Contenidos de la Declaración de Impacto Ambiental – Neuquén                   | 83  |
| Figura 41: Aplicación del EIA y PDO en Noruega   | 85  |
| Figura 42: Ejemplos de Consultas Públicas durante el Licenciamiento Ambiental en Noruega | 86  |
| Figura 43: Ejemplos de Prácticas en Investigación e Innovación                           | 87  |
| Figura 44: Participación del MPE de Noruega en Investigación petrolera                   | 92  |
| Figura 45: Mapa de Ruta de la Estrategia OG21 del MPE de Noruega                         | 92  |
| Figura 46: Tipos de Hidrocarburos Convencionales   | 94  |
| Figura 46: Comparación de la Regulación para Hidrocarburos No Convencionales             | 94  |
| Figura 46: Comparación de la Regulación para Hidrocarburos en Aguas Profundas            | 95  |
| Figura 47: Cuencas de Shale Gas en Argentina   | 96  |
| Figura 48: Evolución Incorporación de reservas en Neuquén                                | 97  |
| Figura 49: Comparación inversiones capitalizables en Neuquén                             | 98  |
| Figura 50: Centro de Tecnología Aplicada de Yacimientos No Convencionales                | 98  |
| Figura 51: Bloques CBM asignados en India  | 99  |
| Figura 52: Bloque Libra – Primera Ronda Pre-Salt Brasil                                  | 100 |

## 1 Introducción

El presente informe corresponde a los resultados del proyecto “Estudio de benchmarking de agencias estatales de regulación de hidrocarburos”.

El objetivo de este estudio de benchmarking ha sido realizar un análisis comparativo sobre las actividades que desarrollan ocho Agencias Estatales de Regulación de Hidrocarburos, a nivel regional e internacional para identificar mejores prácticas y factores de éxito que le permitan a la ANH desarrollar nuevas estrategias de desarrollo compatibles con la realidad y las condiciones actuales de la actividad hidrocarburífera en Colombia.

Para alcanzar este objetivo se han analizado las experiencias de seis (6) Agencias reguladoras latinoamericanas y dos (2) Agencias reguladoras internacionales (fuera de Latinoamérica) como se detallan a continuación:

Agencias / Empresas Estatales Latinoamericanas:

- a) Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia
- b) Agencia Nacional de Petróleo (ANP) de Brasil
- c) PeruPetro de Perú
- d) Comisión Nacional de Hidrocarburos de México
- e) Empresa Nacional de Hidrocarburos ANCAP de Uruguay
- f) Empresa Estatal Gas y Petróleo del Neuquén (G&P) de Argentina

Agencias Internacionales:

- g) Agencia Petrolera Noruega (*Norwegian Petroleum Directorate, NPD*)
- h) Agencia General de Hidrocarburos (*Directorate General of Hydrocarbons, DGH*) de India

El benchmarking de las Agencias Reguladoras anteriormente mencionadas ha incluido el análisis de los siguientes aspectos:

Evaluación comparativa del marco jurídico de cada país para el desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Comparación del marco jurídico general bajo el cual Agencias Estatales desarrollan sus operaciones

Evaluación comparativa de los términos fiscales de cada país para el desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Análisis de la estructura del “Government Take” que aplica a las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en cada uno de los países estudiados.

Análisis de los procesos de licenciamiento ambiental y social. Identificación de los procesos establecidos en los diferentes países para la aprobación de las licencias ambientales y sociales. Identificación de lecciones aprendidas o prácticas de la industria que pudieran agilizar este tipo de aprobaciones en el caso Colombiano

Revisión de los procesos de adjudicación de áreas de Exploración y Producción. Descripción de los procesos utilizados por las diferentes Agencias Estatales para la asignación de áreas de exploración y producción incluyendo las estrategias de promoción utilizadas, los términos de referencia establecidos, tipos de áreas ofertadas, etc.

Identificación de buenas prácticas en temas de Investigación e Innovación. Análisis de las actividades de investigación, desarrollo e innovación realizadas por las diferentes Agencias Estatales incluyendo la identificación del valor agregado de estas actividades en la competitividad y productividad de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos.

Puntos Específicos de Análisis. Análisis de las estrategias de crecimiento de reservas e incentivos adoptados por diferentes agencias para la exploración y producción de recursos no convencionales

teniendo en cuenta las condiciones particulares de cada país como la estimación de reservas, desarrollo del sector petrolero, disponibilidad de infraestructura, etc.

Durante la ejecución de este proyecto se desarrollaron las siguientes actividades:

Investigación, identificación y análisis de los diferentes aspectos a cubrir en el estudio de Benchmarking

Investigación inicial en base a la información pública disponible (mayoritariamente en Internet)

Presentación de los resultados preliminares a representantes de ARPEL y retroalimentación sobre dichos resultados y áreas de investigación a considerar en el estudio

Preparación y desarrollo de las entrevistas telefónicas:

- Identificación de personal de contacto en cada una de las agencias
- Elaboración del cuestionario
- Planificación de dichas entrevistas

Entrevistas a representantes de todas las Agencias seleccionadas

Elaboración del informe y emisión a la ANH para revisión y comentarios

Presentación en el seminario de Contratos a los representantes de ARPEL en Santiago de Chile



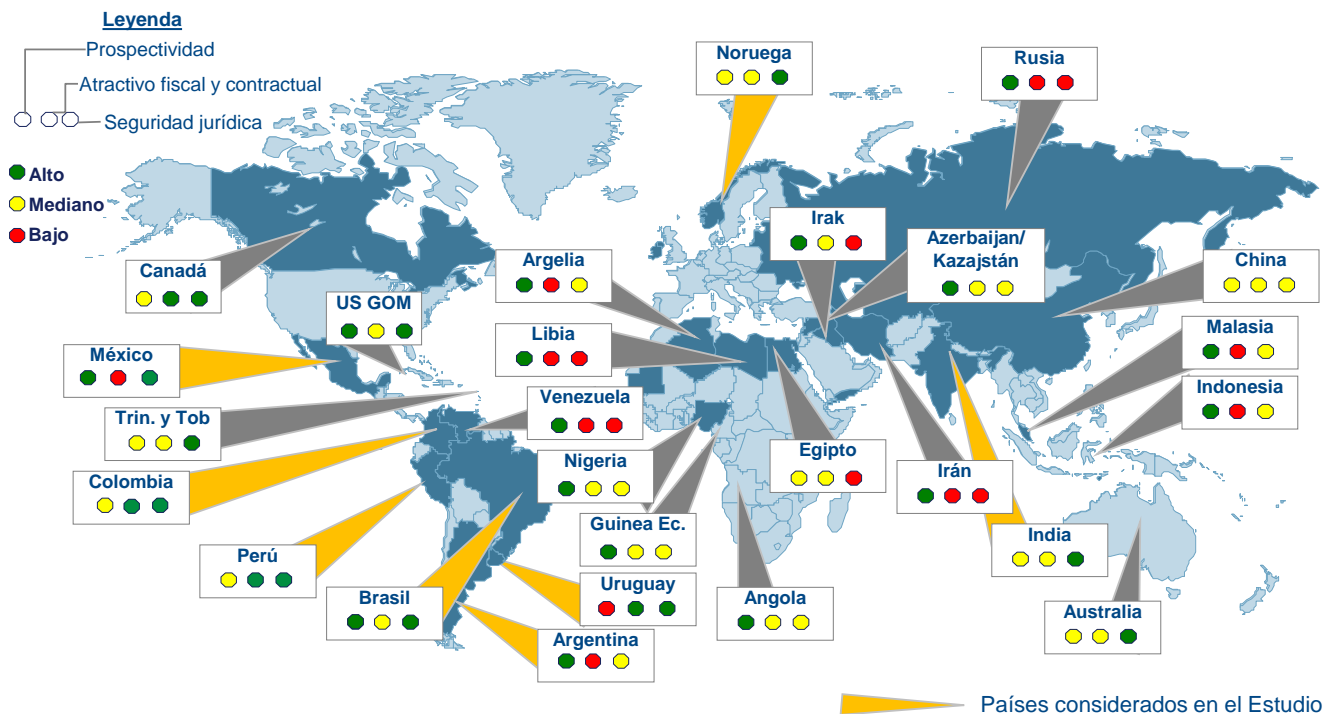
## 2 Marco jurídico

### 2.1 Generalidades

Los países compiten por la inversión petrolera internacional y buscan diferenciarse con base en la calidad de las oportunidades y el atractivo de sus términos contractuales. En la Figura 1 se muestra, a modo ilustrativo, una comparativa de diferentes países a nivel mundial (además de aquellos incluidos en el alcance de este estudio), en función de:

- Las oportunidades de Exploración y Producción (Prospectividad)
- El atractivo de los términos contractuales (Atractivo fiscal y contractual)
- La Seguridad jurídica de cada país.

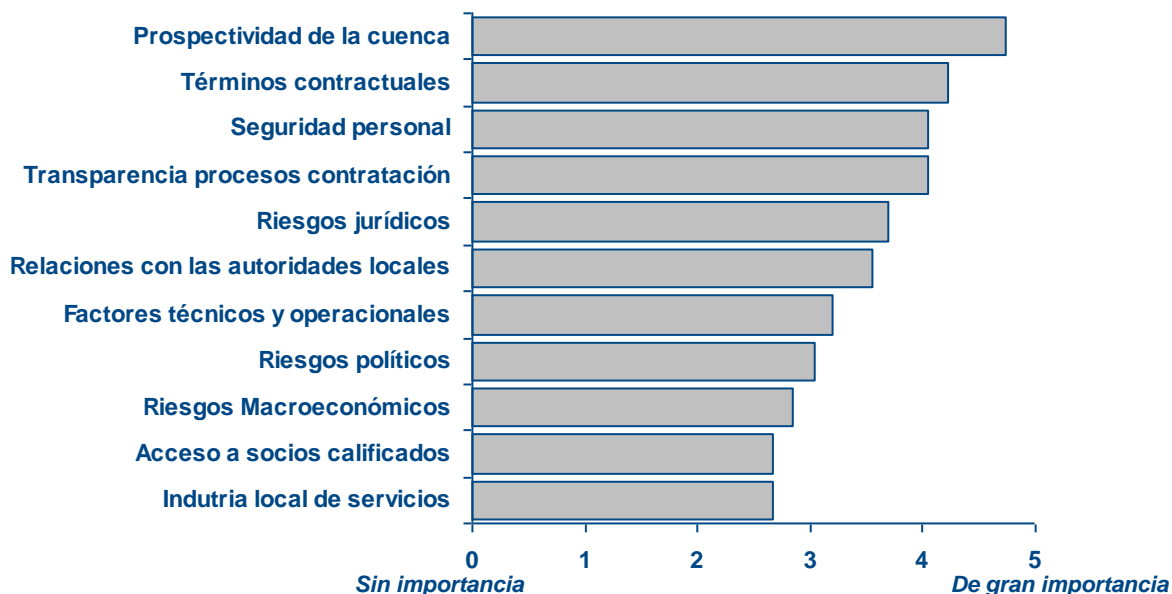
**Figura 1: Benchmarking – Oportunidades, atractivo contractual y seguridad jurídica**



Fuente: Arthur D. Little (ILUSTRATIVO)

La prospectividad y los términos contractuales suelen ser los factores más importantes en la toma de decisiones sobre las inversiones de E&P. Sin embargo, los inversionistas internacionales en E&P evalúan múltiples aspectos, como se muestra en la Figura 2:

**Figura 2: Factores considerados por inversionistas E&P**



Fuente: Estudio Arthur D Little – ANH (2011)

Históricamente, la regulación del sector de Exploración y Producción la llevaban a cabo las Empresas Nacionales de Petróleo y Gas (*National Oil Companies, NOCs*).

En las últimas décadas, los gobiernos de los países estudiados, motivados por las caídas en la producción, la competitividad creciente y el ejemplo de otras naciones, han venido creando órganos independientes para regular el Sector de Exploración y Producción de hidrocarburos.

En el mundo existen diferentes tipos de órganos reguladores y/o contratantes en las actividades de E&P:

**Ministerios**, generalmente de Energía y Minas. En algunos países, es el propio Ministerio el órgano nacional regulador de toda la actividad relacionada con los hidrocarburos y competente para ejercer la administración de los mismos.

**Compañías de Petróleo Nacionales (NOCs)**. En otros países, la Compañía Estatal operadora de Petróleo y Gas es la responsable de la asignación de áreas de E&P y la contratación de inversionistas de capital privado.

**Agencias Autónomas**. Con el fin de incrementar la inversión privada y/o internacional, muchos países han creado agencias de regulación de hidrocarburos. Generalmente estas agencias, aunque suelen depender del y/o reportar al Ministerio de Energía correspondiente, son totalmente independientes en el ámbito operacional.

La Figura 3 muestra las ventajas y desventajas de los diferentes tipos de órganos introducidos, así como ejemplos de países que utilizan cada uno de estos como entidades reguladoras de las actividades de E&P.

**Figura 3: Órganos reguladores – ventajas, desventajas y ejemplos**

| Órgano contratante | Ministerio de Energía                                  | Empresa Estatal de Petróleo y Gas (NOC)           | Agencia Autónoma  |
|--------------------|--|---|---|
| Ventajas           | Alineación con políticas energéticas                   | Capacidades técnicas<br>Conocimiento de las áreas | Equidad<br>Autonomía operacional<br>Mayor capacidad promoción |
| Desventajas        | Procesos más burocráticos<br>Menor capacidad promoción | Conflictos de interés<br>(NOC es juez y parte)    | Costos administrativos  |
| Ejemplos           | Ecuador<br>Trinidad y Tobago                           | México<br>Uruguay                                 | Brasil<br>Colombia  |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

## 2.2 Resultados del Benchmarking

Existen diferencias en el marco jurídico y competencias de cada órgano regulador analizado se resumen a continuación:

Todas las agencias estatales estudiadas dependen de órganos del gobierno central, aunque una de ellas depende de un gobierno provincial (G&P Neuquén)

Las agencias estudiadas utilizan modelos de licitación y contratos diferentes los cuales varían dependiendo el tipo de recursos ofertados y los objetivos de política de cada país

El alcance de sus actividades y responsabilidades varía de unos países dependiendo la naturales jurídica de cada Agencia

Cada uno de los órganos reguladores estudiados, ha sido constituido en el marco de una ley estatal y/o provincial y lo ha hecho con distintos roles y grados de autonomía, que se resume en la Figura 4.









































































































**Figura 4: Benchmarking – Año de creación y tipo de organismo**

|                                   | Creación                                  | Tipo de Organismo   |
|-----------------------------------|---|---|
| <b>ANH, Colombia</b>              | Decreto 1760, de 26 de Junio de 2003      | <ul style="list-style-type: none"> <li>Unidad Administrativa Especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía</li> <li>Administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de Colombia</li> </ul>              |
| <b>ANP, Brasil</b>                | Ley 9478, 6 Agosto 1997                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Integrante de la administración federal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía</li> <li>Organismo regulador del petróleo, gas natural, productos derivados y biocombustibles</li> </ul> |
| <b>PERUPETRO, Perú</b>            | Ley No. 26221, 20 Agosto 1993             | <ul style="list-style-type: none"> <li>Empresa Estatal de Derecho Privado, en representación del Estado Peruano</li> <li>Promociona, negocia, suscribe y supervisa contratos para la exploración y explotación</li> </ul>           |
| <b>CNH, México</b>                | Ley de la CNH, 28 Noviembre 2008          | <ul style="list-style-type: none"> <li>Órgano de la Secretaría de Energía</li> <li>Regula y supervisa la exploración y extracción, y actividades relacionadas</li> </ul>  |
| <b>ANCAP, Uruguay</b>             | Ley No. 8764, 15 Octubre 1931 (ANCAP)     | <ul style="list-style-type: none"> <li>Ente Industrial del Estado para explotar y administra el monopolio de carburante e importar</li> <li>Rol muy reciente en la asignación de áreas petroleras</li> </ul>                        |
| <b>G&amp;P Neuquén, Argentina</b> | Decreto No 0770/08, 16 Mayo 2008          | <ul style="list-style-type: none"> <li>Empresa petrolera provincial del estado de la Provincia del Neuquén</li> <li>Participa por sí o asociada con terceros en la exploración y desarrollo de yacimientos</li> </ul>               |
| <b>NPD, Noruega</b>               | 14 Julio 1972                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>Directorado Gubernamental (depende del Ministerio de Petróleo y Energía, MPE)</li> <li>Administra los recursos de petróleo y gas en la plataforma continental noruega</li> </ul>             |
| <b>DGH, India</b>                 | No.O-20013/2/92-ONG, D-III, 8 Abril, 1993 | <ul style="list-style-type: none"> <li>Agencia del Ministerio de Petróleo y Gas Natural</li> <li>Regula y supervisa las actividades de exploración en el sector</li> </ul>  |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

Existen diferencias importantes en el alcance de los roles y actividades que realiza cada una de las Agencias estudiadas.

**Tabla 1: Benchmarking – Roles de las Agencias**

| Roles  |    |    |    |    |   |    |    |    |
|--|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Definición Política Energética               |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Regulación Técnica                           |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Asignación de Áreas Exploratorias            |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Supervisión de contratos                     |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Fiscalización técnica                        |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Fiscalización de regalías                    |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Administración de regalías                   |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Levantamiento de información geológica       |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Centro de referencia de datos e información  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Cobro por el acceso a la información técnica |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Promoción                                    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Control Medioambiental y Seguridad           |  |  |  |  |  |  |  |  |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

## 2.3 Análisis de cada Agencia

### 2.3.1 ANH

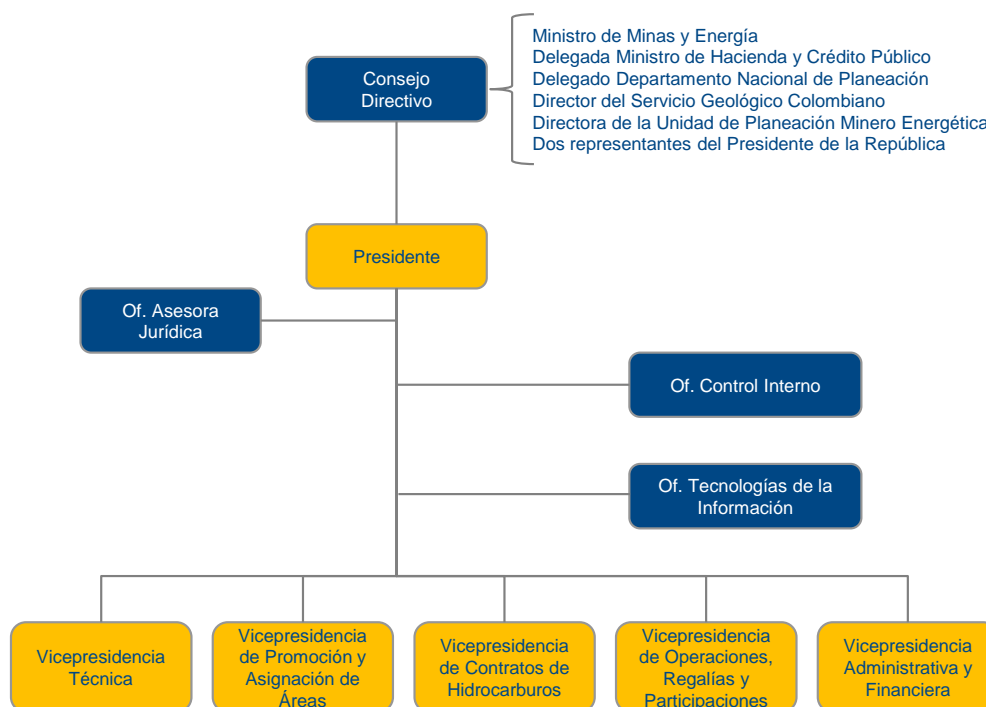
Como respuesta a la situación crítica que atravesaba Colombia debido a la disminución de las reservas de petróleo, desde 1999, el gobierno colombiano ha tratado de hacer el sector petrolero más atractivo para los inversionistas extranjeros. Para ello, se llevó a cabo una reestructuración del sector de los hidrocarburos que se consolidó en el año 2003 con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Decreto 1760, de 26 de Junio de 2003).

Hasta la fecha, la empresa petrolera estatal tenía un doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera. Como resultado de esta reestructuración, se dispuso que Ecopetrol se dedicara únicamente a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector.

Así, la ANH fue constituida como una Unidad Administrativa Especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo rol es el de administrador integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de Colombia. En noviembre 3 de 2011, se expidió el Decreto 4137 mediante el cual se establece la naturaleza jurídica de la ANH como una agencia estatal del sector descentralizado de la rama ejecutiva del orden nacional.

Se trata de una agencia autónoma, cuyo Consejo Directivo está encabezado por el Ministro de Minas y Energía. El organigrama de la ANH se muestra en la Figura 5.

**Figura 5: Organigrama de la ANH**



Fuente: Sitio web ANH ([www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co))

Las funciones de la ANH se definieron en el Decreto 4137 de 2011. A continuación se resumen dichas funciones:

Identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país.

Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales

Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos.

Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH adopte para tal fin.

Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos.

Estructurar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia con miras a planear y optimizar el aprovechamiento del recurso hidrocarburífero y generar interés exploratorio y de inversión.

Convenir, en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos.

Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos.

Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías.

Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, de los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o suscriba la Agencia, incluyendo las regalías

Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos.

Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino a los Fondos previstos en la Constitución Política y la Ley

Adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.

Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.

Administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por finalización de contratos y convenios de exploración y explotación

Hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral.

Fijar los precios de exportación de petróleo crudo para efectos fiscales y cambiarios.

Dirigir y coordinar lo relacionado con las liquidaciones por concepto del canon superficiario correspondiente a los contratos de concesión.

Verificar y supervisar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen.

Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación.

## **2.3.2 ANP**

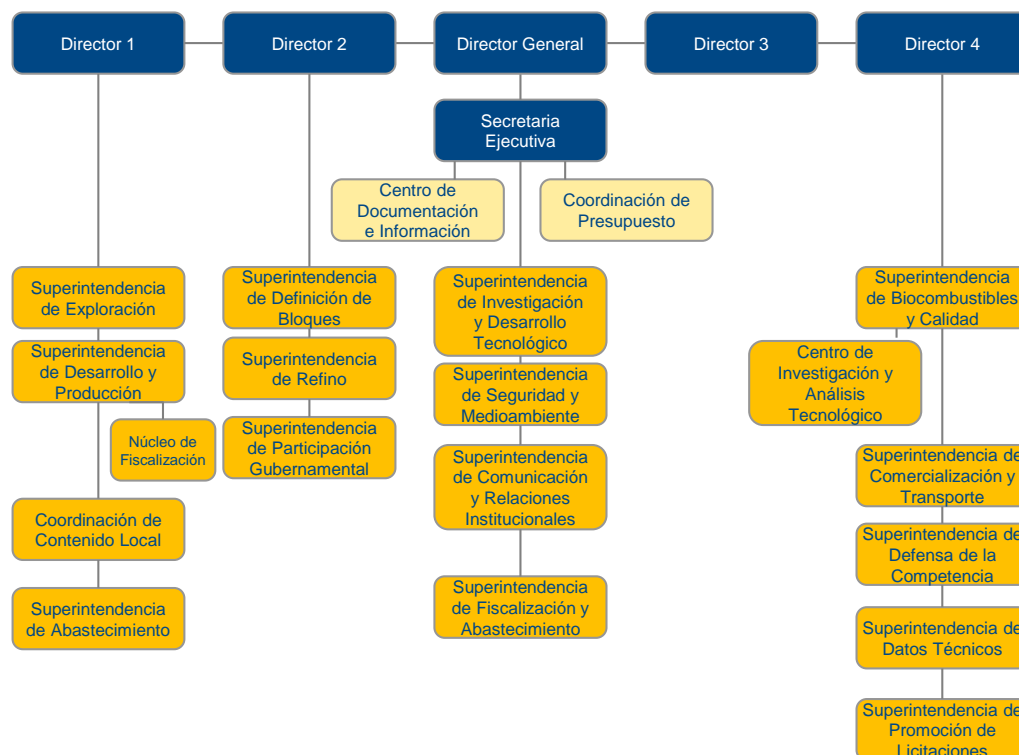
La Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) de Brasil fue creada en 1997, por la Ley 9.478, iniciando sus actividades el 14 de enero del 1998, en virtud del Decreto 2.455.

Fue constituida como ente regulador de las actividades que conforman la industria del petróleo, el gas natural y los biocombustibles en Brasil, como una entidad federal, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, responsable de la ejecución de la política nacional para el sector energético del petróleo, el gas natural y los biocombustibles.

Es una agencia autónoma, cuyo Directorio es un órgano colegiado, compuesto por cuatro directores y un director general, y sus decisiones se acuerdan en las sesiones deliberativas conjuntas (reuniones de la Junta) en las que se editan las resoluciones de la ANP (normas que rigen el funcionamiento del petróleo, gas y combustible en Brasil), se considera la imposición de multas y sanciones administrativas y se resuelven los conflictos entre los agentes económicos y los consumidores.

En el proceso de toma de decisiones de la ANP debe obedecer al principio de transparencia, y es el cumplimiento de esta obligación por la que la Agencia publica todas las actas y acuerdos de la Junta. El organigrama de la ANH se muestra en la Figura 6.

**Figura 6: Organigrama de la ANP**



Fuente: Sitio web ANP ([www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br))

La ANP tiene la función reguladora y fiscalizadora de toda la cadena de hidrocarburos incluyendo actividades upstream, downstream, distribución y comercialización de combustibles y biocombustibles. En el segmento upstream la ANP es la encargada de verificar el cumplimiento de la regulación técnica para las actividades de exploración y producción, fiscalizar la producción de cada campo, administrar las regalías y distribuir los recursos entre las diferentes entidades estatales establecidas por la ley

Además de las cantidades previstas en el Presupuesto de la Unión, que dependen de la aprobación expresa del Congreso Nacional, la ANP cuenta con las siguientes fuentes de ingreso (La disponibilidad efectiva de los recursos para la Agencia depende de la política presupuestaria por parte del Gobierno Federal):

- Un porcentaje de los bonos de suscripción (pagados por las empresas que obtienen concesiones de áreas) y una parte de las participaciones especiales, que constan en el presupuesto aprobado;
- Recursos resultantes de convenios, donaciones y legados;
- Valores de tasas y multas, además de aquellas que resultan de la venta de datos geológicos y geofísicos por el Banco de Datos de Explotación y Producción (BDEP);
- El importe total del pago por ocupación o retención de área, adeudado por las concesionarias de campos de petróleo y gas;

### 2.3.3 Perupetro

PERUPETRO S.A. (Perupetro) es una Empresa Estatal de Derecho Privado, que representa al Estado Peruano en la promoción, negociación, suscripción y supervisión de contratos para la exploración y

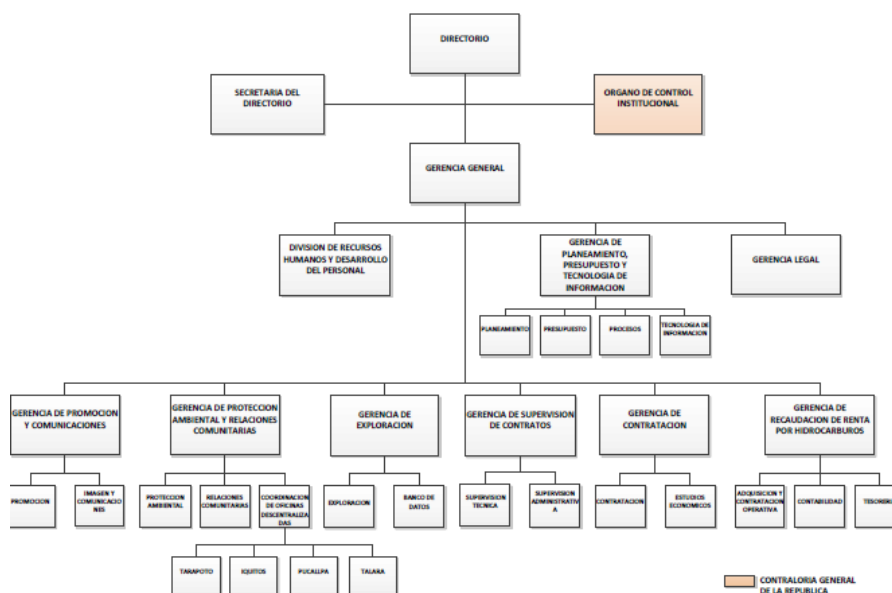


explotación de hidrocarburos en el Perú. Fue creada por la Ley No. 26221, 20 Agosto 1993 con autonomía económica y financiera y administra las políticas y estrategias que aprueba el Ministerio de Energía y Minas. Hasta esa fecha, todos los contratos de E&P se llevaban a cabo vía Petroperú.

Desde 2007, Perupetro inició un proceso de descentralización para facilitar el cumplimiento de sus funciones de seguimiento a las operaciones con la apertura de oficinas descentralizadas en las ciudades de Tarapoto, Iquitos, Pucallpa, Talara y Cusco.

En la actualidad, Perupetro cuenta con un total de 122 empleados, organizados según el cronograma mostrado en la Figura 7.

**Figura 7: Cronograma de Perupetro**



Fuente: Sitio web Perupetro ([www.perupetro.com.pe](http://www.perupetro.com.pe))

Perupetro es una agencia totalmente autónoma en lo que a contratación de actividades de E&P se refiere. En cualquier caso, su Directorio está formado por cinco personas, entre ellas representantes de los Ministerios de Energía y Minas y Economía y Finanzas, siendo uno de dichos representantes el presidente de dicho Directorio.

Aunque es Perupetro no tiene la responsabilidad de garantizar el abastecimiento energético en el país, si es responsable de asegurar la existencia de volúmenes suficientes que satisfagan la demanda futura (en un periodo de 20 años).

### 2.3.4 CNH / Pemex

En abril de 2008, el Ejecutivo Federal de México comenzó una iniciativa de reforma y creación de diversas disposiciones para el sector. Esta reforma se vio originada por la necesidad de fortalecer el rol regulatorio y de control de la Secretaria de Energía en un escenario de descenso de las reservas y producción de petróleo en los años precedente, adicionalmente se el sector enfrentaba nuevos desafíos:

El descubrimiento de reservorios complejos de grandes reservas probadas no desarrolladas y probables causarían un incremento en los costos de más de \$ 10/boe frente a los <\$ 4/boe de la época

La falta de infraestructura de distribución y almacenamiento, así como de oportunidades para mejorar los estándares y tecnología

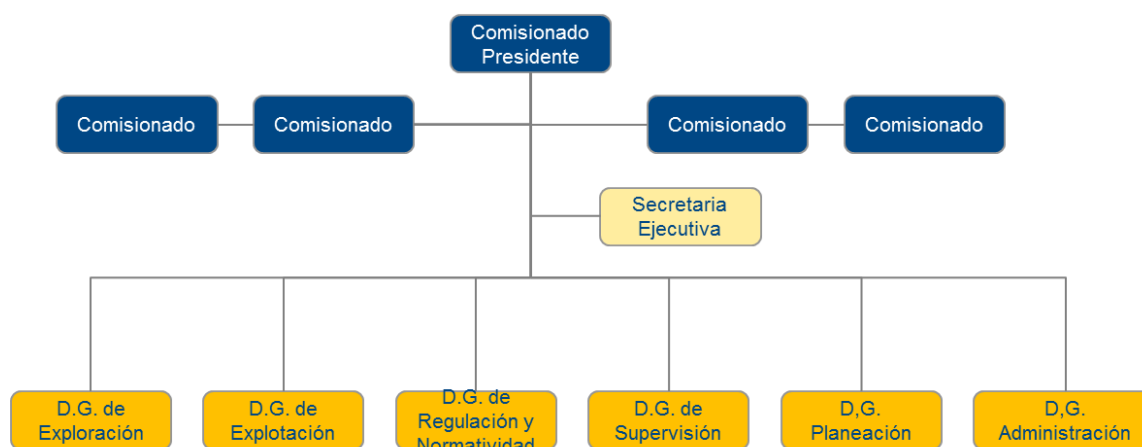
El aumento de las importaciones de combustibles líquidos, alcanzando el 40% del consumo interno

En dicha reforma se incluyó la propuesta de creación de un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía dotado de autonomía técnica y operativa que fuese un instrumento de apoyo indispensable para fortalecer al Estado como rector de la industria petrolera.

En este sentido, el 28 de noviembre de 2008, y mediante la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH), se instituyó la CNH.

Gracias a este nuevo arreglo institucional, el Gobierno Federal y en particular la Secretaria de Energía, por conducto de la CNH, dispone de un organismo con autonomía técnica para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos en el país.

**Figura 8: Organigrama de la CNH**



Fuente: Sitio web CNH

El objeto fundamental de la CNH es regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos que se encuentren en yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como regular y supervisar las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

La CNH quedó formalmente instalada el 20 de mayo de 2009 y desde entonces ha sido organismo técnico asesor de la Secretaria de Energía para la definición de la Política Energética del país y el organismo encargado de establecer la regulación técnica para las Actividades E&P en México. La CNH hasta la fecha se ha concentrado en la definición de los siguientes aspectos:

Regulación para el venteo de Gas Natural  
Proceso para realizar los dictámenes técnicos de proyectos de exploración y producción  
Reglamentación para la evaluación y certificación de reservas  
Normas de seguridad industrial para la perforación en Aguas Profundas  
Reglamentación para la medición de hidrocarburos

Así mismo en su rol de asesor técnico de la Secretaria de energía la CNH ha desarrollado múltiples estudios entre los que se encuentran análisis de infraestructura para el desarrollo del Gas Natural en México y la definición de metodologías para evaluar el potencial de hidrocarburos del país y la regulación para explotación para Recursos No-Convencionales.

El rol de la CNH como ente fiscalizador está enfocado en:

Verificación del cumplimiento de la normativa técnica expedida para el desarrollo de algunas actividades de exploración y producción  
Certificación de la producción nacional de hidrocarburos por campo para fines fiscales y tributarios  
Aprobación de los campos que conforme a sus características de técnicas podrían estar bajo diferentes regímenes tributarios. (Ordinario o Especial)

La responsabilidad de Abastecimiento esta principalmente concentrada en Petróleos Mexicanos por ser la Petrolera Estatal y en la Secretaria de Energía quien dicta la política energética del país.

En la actualidad está en marcha una nueva Reforma Energética en México que espera fortalecer las funciones del gobierno en materia de administración de hidrocarburos y en particular a la Secretaria de Energía y la CNH estableciendo funciones como:

La asignación de áreas específicas a la empresa petrolera estatal, Petróleos Mexicanos (Pemex)  
Las suscripción de contratos de utilidad compartida con Pemex y particulares  
Concentración de toda la información geológica proporcionada por particulares, así como la que tenga y obtenga Pemex  
Emisión de permisos de exploración superficial y perforación  
Regulación, desde el punto de vista técnico y de seguridad operativa, de las actividades de:

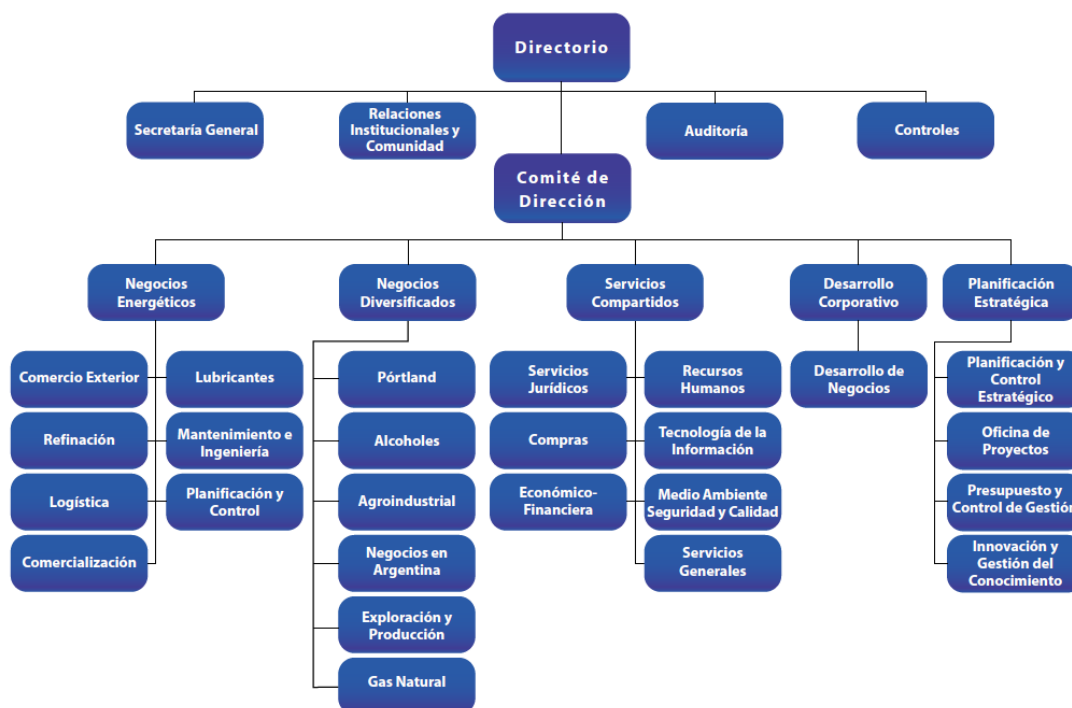
- Exploración y extracción de hidrocarburos
- Tratamiento y refinación de petróleo
- Procesamiento de gas natural

### **2.3.5 ANCAP**

ANCAP fue creada en 1931 (ley N° 8764, de 15 de octubre) como un ente industrial del Estado, denominado “Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland” con el objetivo, entre otros, de explorar y administrar los hidrocarburos nacionales. Sin embargo, no fue hasta 1974 cuando, mediante la Ley de Hidrocarburos de Uruguay, se otorgó a ANCAP la responsabilidad de las actividades de Upstream en Uruguay. Así, en 1976 se hizo una primera convocatoria para empresas interesadas que tuvo como resultado la asignación de un área a Chevron, en la que se perforaron 2 pozos.

Tras esta iniciativa, no hubo prácticamente actividad alguna hasta 2006, en el que se creó la Gerencia de Exploración y Producción de ANCAP con el fin de fomentar la inversión privada y mejorar los resultados negativos de los pozos perforados hasta la fecha.

**Figura 9: Organigrama de ANCAP**



Fuente: Sitio web ANCAP ([www.ancap.com.uy](http://www.ancap.com.uy))

El principal cometido de la Gerencia de Exploración y Producción de ANCAP es la exploración y producción de hidrocarburos y otros recursos minerales energéticos en Uruguay y el exterior; brindar asesoramiento técnico en geociencias a otras áreas de ANCAP e instituciones públicas; diseñar y ejecutar proyectos de investigación básica. La Gerencia de E&P está formada en la actualidad por un total de 9 personas, distribuidas como se muestra en la Figura 10. Se prevé que el número de profesionales se duplique en los próximos meses.

Figura 10: Organigrama de la Gerencia de Exploración y Producción de ANCAP



Fuente: ANCAP

Se eligió este modelo de organismo – y no se creó una agencia estatal nueva – con el fin de optimizar los recursos que implicaría la creación de una nueva estructura estatal y de aprovechar el conocimiento presente ya en ANCAP. La Gerencia de E&P de ANCAP tiene autonomía total, aunque trabaja en conjunto con la Dirección Nacional de Energía de Uruguay en diferentes iniciativas. En particular el Comité de Dirección de las Rondas Competitivas está integrado por personal de ambos organismos.

Una de las primeras actividades de esta Gerencia se centró en el conocimiento integral de las cuencas del offshore de Uruguay. Para ello, ANCAP y la empresa noruega Wavefield-Inseis ASA (hoy adquirida por CGG) unieron esfuerzos y se realizó un levantamiento regional de 7000Km (2007), que fue complementado con un levantamiento a escala de semi-detalle de 2800Km (2008), en cuenca Punta del Este. Esta nueva información sísmica, cumplió con la finalidad de “quitarle un velo” de incertidumbre y desconocimiento geológico y geofísico a una de las provincias sedimentarias de frontera exploratoria más atractiva y de mayor potencial del Atlántico suroccidental. De este modo, posteriormente se lanzaron dos rondas competitivas de licitación en cuencas offshore.

### 2.3.6 G&P Neuquén

La empresa Gas y Petróleo (G&P) del Neuquén fue creada por el gobierno local de la Provincia como una sociedad anónima en 2008, con las siguientes funciones:

- Operador de campos con potencial de hidrocarburos: en la actualidad opera en dos áreas asignadas por la Subsecretaría de la Provincia
- Valorizar áreas no operadas cedidas por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos mediante contratos con terceros o por si mismas (para ello ha venido celebrando 3 rondas de licitaciones)
- Gestionar otros contratos cedidos por otra empresa estatal (Enarsa)

Antes de 2008, existían diversas áreas operadas por diferentes empresas. A partir de la creación de G&P, todas aquellas áreas que se revierten o quedan libres son asignadas a G&P.

La titularidad de las áreas de Exploración y Producción la tiene la Provincia, pero se desarrollan comercialmente a través de G&P, que es el brazo ejecutor de la Política Energética. La legislación o Política energética en Argentina la lleva a cabo el Gobierno nacional pero mediante la conocida “Ley Corta” las áreas son responsabilidad de las Provincias.

La subsecretaría de Minería e Hidrocarburos es el ente controlador en la Provincia de Neuquén, desde el punto de vista de la parte normativa y la fiscalización de la inversión y cumple los siguientes roles:

Rol Fiscalizador: fiscaliza y administra regalías

Rol Sancionador: controla la ejecución de las actividades y cumplimiento con normas y obligaciones. En caso de advertir incumplimiento propone las sanciones pertinentes

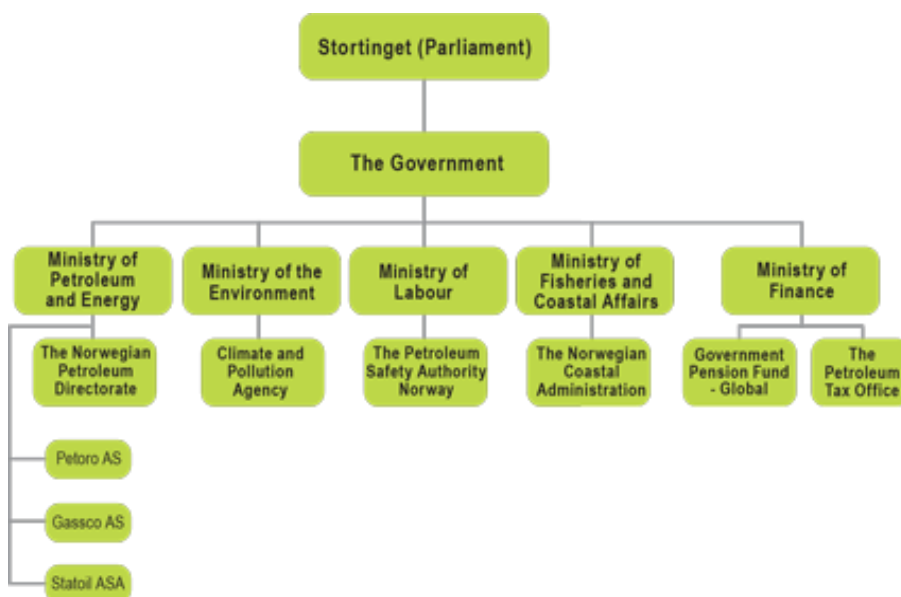
Rol centralizador de información: Responsable de la base de datos de información técnica

## 2.3.7 NPD

En Noruega, la responsabilidad última de gestionar los recursos petroleros recae en el Ministerio del Petróleo y Energía (*Ministry of Petroleum and Energy, MPE*), al cual reporta directamente el directorio Noruego del Petróleo (*Norwegian Petroleum Directorate, NPD*), siguiendo el organigrama mostrado en la Figura 11.

Creado en 1972, el NPD tiene un papel clave en la gestión del petróleo, y es un órgano consultivo importante para el MPE. El NPD ejerce la autoridad administrativa en relación con la exploración y producción de yacimientos de petróleo en la plataforma continental noruega. Esto también incluye la autoridad para estipular normas y tomar decisiones en las actividades de regulación petrolera.

Figura 11: Organigrama del Parlamento Noruego



Fuente: Sitio Web NPD

Tiene cuatro funciones principales:

Asesor del MPE en Política Energética a través de su integridad profesional y la experiencia interdisciplinaria.

Responsabilidad nacional de la información técnica de la plataforma continental noruega.

Fuerza impulsora para la explotación del potencial de recursos, centrándose en soluciones a largo plazo, nuevas oportunidades, economías de escala y operaciones conjuntas, así como asegurar que los recursos críticos en el tiempo no se pierdan.

Seguimiento exhaustivo de las actividades petroleras.

Además del NPD, otras tres organizaciones, dependientes del MPE juegan un papel importante en la gestión de E&P de hidrocarburos en Noruega:

Petoro: empresa de propiedad completamente estatal que se ocupa de interés financiero directo del Estado (SDFI), en nombre del Estado noruego.

Gassco: empresa pública encargada del transporte de gas en la plataforma continental noruega, trabajando como empresa operadora de Gassled

Statoil ASA: es una empresa internacional con actividades en 35 países. La compañía cotiza en las bolsas de Nueva York y Oslo. El Estado noruego posee el 67 por ciento de las acciones de la compañía.

Desde mayo de 1963, el gobierno noruego tiene la soberanía sobre la plataforma continental noruega (NCS), siendo el Estado el propietario de los recursos naturales y la única autoridad con capacidad de conceder licencias de E&P. Ese mismo año a las empresas se les concedió la posibilidad de llevar a cabo la exploración preparatoria, para la realización de estudios sísmicos pero no actividades de perforación.

En 1965 se celebró la primera ronda de concesión de licencias, mediante la cual se adjudicaron 22 licencias de producción para un total de 78 bloques concediendo derechos exclusivos para la exploración, perforación y producción en el área de la licencia.

La producción petrolera comenzó en 1971 en el campo Ekofisk. A partir de ahí, la plataforma continental fue abriéndose poco a poco y solo un número limitado de bloques se adjudicaron en cada ronda de licencias. Las empresas extranjeras dominaron la exploración marítima de Noruega en la fase inicial y fueron responsables de desarrollar los primeros campos de petróleo y gas.

Con la creación de Statoil (empresa nacional petrolera) en 1972, se estableció el principio de la participación del Estado con el 50% de cada licencia de producción. Esta regla se cambió más tarde y en 1985 se reorganizó la participación del Estado en las operaciones petroleras, dividiéndose en dos:

Participación vinculada a Statoil

Participación a través del Interés Financiero Directo del Estado (SDFI) en las operaciones petroleras

El SDFI es un arreglo por medio del cual el Estado posee intereses en varios campos petroleros y de gas, oleoductos e instalaciones en tierra. La participación del gobierno se decide cuando se conceden licencias de producción y el tamaño varía de un campo a otro.

Como uno de los propietarios, el Estado paga su parte de las inversiones y los costes, y recibe una parte correspondiente de los ingresos de la licencia de producción. En 2001 el Storting determinó que el 21.5% de los activos del SDFI podría venderse. El 15% se vendió a Statoil y el 6.5% se ofreció a otros licenciatarios.

Petoro se estableció en mayo de 2001 como sociedad anónima de propiedad estatal para administrar el SDFI en nombre del Estado.

Se estima que, a pesar de más de 40 años de producción solo se han producido alrededor del 40% del total de los recursos previstos en la NCS.

La producción de petróleo de Noruega se ha mantenido en alrededor de tres millones de barriles por día, desde 1995.

La producción (incluyendo gas natural líquido) alcanzó un pico de 3.4 millones de barriles diarios, en 2001.

En 2011, la producción de líquidos fue de 1.9 millones de barriles por día.

Las ventas de gas, del mismo año, fueron de 112.7 millones de metros cúbicos.

### **2.3.8 DGH**

El directorado General de Hidrocarburos (Directorate General of Hydrocarbons, DGH) de India se estableció en 1995 mediante un resolución del gobierno como un directorado bajo el control administrativo del Ministerio de Petróleo y Gas Natural.

El factor que ocasiono su creación fue la necesidad de contar con un organismo que reuniese el conocimiento técnico del país con el fin de provocar un aumento en la producción que era muy baja en aquel momento y en la inversión privada. De hecho, el personal del DGH es personal temporal cuya misión ha sido la de constituir el DGH y aportar su conocimiento técnico. En la actualidad no hay un organigrama de dicho DGH.

Sus objetivos principales son:

Promover la gestión racional de los recursos de petróleo y gas natural

Aconsejar al Gobierno en los aspectos tecnológicos y económicos de la actividad petrolera

Aplicar la Nueva Política de Licencias Exploración (NELP), en lo referente a los Contratos de Producción Compartida para los bloques de exploración y producción

Promocionar las inversiones en E & P del sector

Realizar el seguimiento de las actividades de exploración y producción que incluye la revisión de desempeño de los yacimientos de los campos de producción.

Fomentar la apertura de nuevas áreas para la futura exploración y el desarrollo de fuentes de energía de hidrocarburos no convencionales, como el metano de carbón (Carbon Bed Methane, CBM) además de otros recursos, como los hidratos de gas y esquistos bituminosos.

El DGH se financia mediante subvenciones del OI DB (Oil Industry Development Board).



### 3 Modelos Contractuales y Términos Fiscales

#### 3.1 Modelos Contractuales

Existen cinco principales modelos de explotación de hidrocarburos aplicados en diferentes partes del mundo:

- Licencias o Concesiones (también denominados como Regalía e Impuesto)
- Contratos de Participación, Joint Ventures
- Contratos de Producción Compartida
- Contratos de Servicio Puro (Contratos Servicios Múltiples)
- Contratos de Servicio con Riesgo (Servicio Incentivado)

En general los modelos contractuales reflejan diferencias en la distribución de beneficios y riesgos entre el Estado y los contratistas.

**Tabla 2: Tipos de Contratos – Beneficios y Riesgos del contratista y del Estado**

| Tipo de Contrato                                     | Contratista   | Estado  |
|--|---|---|
| <b>Licencias o Concesiones (Regalía e Impuesto)</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Todos los riesgos</li> <li>■ Beneficio: propiedad de hidrocarburos descubiertos</li> </ul>                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Mínimo</li> <li>■ Beneficio: Regalías e impuestos</li> </ul>         |
| <b>Participación o Joint Ventures</b>                | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Compartido</li> <li>■ Beneficio: Compartido</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Compartido</li> <li>■ Beneficio: Compartido</li> </ul>               |
| <b>Contratos de Producción Compartida</b>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Exploratorio</li> <li>■ Beneficio: Compartido</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Mínimo</li> <li>■ Beneficio: Compartido</li> </ul>                   |
| <b>Servicio Puro (Contratos Servicios Múltiples)</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Mínimo</li> <li>■ Beneficio: Pago por servicios realizados</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Todos los riesgos</li> <li>■ Beneficio: Todo el beneficio</li> </ul> |
| <b>Servicio con Riesgo (Servicio Incentivado)</b>    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Geológico/técnico</li> <li>■ Beneficio: Basado en una función de producción y tarifa establecida sobre curva base</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Riesgo: Mínimo</li> <li>■ Beneficio: Alza en la producción</li> </ul>        |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

En la Figura 12 se muestra los diferentes tipos de contratos, que utilizan cada uno de los tres tipos de órganos reguladores.

**Figura 12: Órganos reguladores – tipos de contratos**

| Órgano contratante  | Ministerio de Energía                                  | Empresa Estatal de Petróleo y Gas (NOC)           | Agencia Autónoma  |
|---------------------|--|---|---|
| Modelo Predominante | Contratos de Servicios<br>Licencias o Concesiones      | Producción compartida<br>Servicios con incentivos | Licencias o Concesiones                                       |
| Ventajas            | Alineación con políticas energéticas                   | Capacidades técnicas<br>Conocimiento de las áreas | Equidad<br>Autonomía operacional<br>Mayor capacidad promoción |
| Desventajas         | Procesos más burocráticos<br>Menor capacidad promoción | Conflictos de interés<br>(NOC es juez y parte)    | Costos administrativos  |
| Ejemplos            | Ecuador<br>Trinidad y Tobago                           | México<br>Uruguay                                 | Brasil<br>Colombia  |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

### 3.2 Términos Fiscales

A la hora de hablar de los terminos fiscales, pueden diferenciarse tres puntos:

- Propiedad del Hidrocarburos
- Government take
- Beneficio económico del contratista

Aunque la distribución de los anteriores varía entre contratos, pueden establecerse de modo general las características de los tipos de contratación más comunes, tal y como se muestra en la siguiente figura:

**Figura 13: Características generales de los tipos de contratación más comunes**

|                                 | Licencias o Concesiones   | Producción Compartida   |
|---------------------------------|---|---|
| Propiedad del hidrocarburo      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ La empresa contratista, en cabeza del pozo</li> </ul>      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ La empresa contratista y el Estado, cada uno proporcionalmente a su participación en el beneficio</li> </ul> |
| Government take                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Regalías</li> <li>■ Impuestos</li> </ul>                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Regalías, si aplica</li> <li>■ Participación en el beneficio</li> <li>■ Impuestos</li> </ul>                 |
| Beneficio económico contratista | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Utilidad operacional menos regalías e impuestos</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Participación en el beneficio menos regalías e impuestos</li> </ul>  |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

### 3.3 Resultados del Benchmarking

Del estudio comparativo realizado pueden extraerse las siguientes conclusiones en relación a los Modelos Contractuales e terminos fiscales:

El modelo de Concesiones y de Producción Compartida son los más utilizados en las Agencias Analizadas

La mayoría de los países ofrecen periodos de exploración que varían entre 6 y 8 años dependiendo el tipo de recursos y contratos

La mayoría de los contratos ofrecen periodos de explotación de al menos 30 años

El government take de los países estudiados varía entre el 60% y el 80% dependiendo la prospectividad del país y el tipo de hidrocarburos a explotar

Algunos países utilizan incentivos fiscales para favorecer el desarrollo de recursos como el gas natural, operaciones costa afuera o no convencionales

Todas las agencias solicitan algún tipo de garantía para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de inversión del contratista y en algunos casos seguros de responsabilidad civil para mantener indemne el gobierno frente a potenciales danos a terceros






En las tablas 3, 4 y 5 se resumen las principales diferencia entre los modelos contractuales:

Tabla 3: Benchmarking – Tipología y duración de los contratos E&P

|    |   |    |   |
|---|--|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Licencias/Concesiones E&amp;P:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fase 0: 1 año</li> <li>– Exploración: 6 años convencionales y 9 no-convencionales</li> <li>– Producción:                   <ul style="list-style-type: none"> <li>– Convencionales: 24+10</li> <li>– No Convencionales: 30 + 10</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Licencias o Concesiones:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Exploración: 5 a 8 años + prórroga</li> <li>– Producción: 22 años</li> </ul> </li> <li>■ Producción compartida (Pre-Sal):               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Exploración: 4 años</li> <li>– Producción: 31 años</li> </ul> </li> </ul>                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Licencias o Concesiones:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Exploración: 7 años + prórroga (6 años máximo)</li> <li>– Producción: 30 años (Petróleo) y 40 años (Gas natural no asociado y Condensados)</li> </ul> </li> </ul>                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Contrato de servicio con riesgo (CIEP) asignado por PEMEX para campos maduros</li> <li>■ Plazo contractual de 30 años, incluyendo transición y períodos de evaluación y desarrollo</li> </ul>   |
|    |   |    |   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Producción compartida:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Sub-periodos Exploración:                   <ul style="list-style-type: none"> <li>– Básico: 3 años</li> <li>– Complementario: 3/2 años, optativo (offshore/onshore)</li> <li>– Prórroga: 2 años, opcional</li> <li>– Fase de Evaluación (opcional): 1 año</li> </ul> </li> <li>– Producción: hasta 25 años sujeto al plazo máximo del contrato (30 años)</li> </ul> </li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Licencias o Concesiones:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Exploración:                   <ul style="list-style-type: none"> <li>– Convencionales: 4 años + prórroga (1 año máx.)</li> <li>– No convencionales: 6 años + prórroga (1 año máx.)</li> </ul> </li> <li>– Producción: 25 años + prórroga (10 años máximo)</li> </ul> </li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Licencias o Concesiones               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Exploración: 4 – 6 años (posible extensión de un máximo de 10 años)</li> <li>– Producción: hasta un total de 30 años</li> </ul> </li> <li>■ Áreas predefinidas: 3-6 años</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ NELP:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Exploración: 4 (Periodo inicial) + 3 (Periodo subsecuente) años</li> <li>– Producción: 20 años (posible extensión 5 años)</li> </ul> </li> <li>■ CBM:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Exploración: 2 + 3 años</li> <li>– Desarrollo y Producción: duración a acordar</li> </ul> </li> </ul> |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

**Tabla 4: Benchmarking – Comparación de los contratos de concesión**

|  | Plazos – Exploración  | Plazos – Producción   |
|--|---|---|
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Fase 0: 1</li> <li>■ Convencionales: 3+3 (PEM) + 3 (PEA) + 1 (Prórroga)</li> <li>■ No convencionales: 3+3+3 (PEM) + 3 (PEA) + 1 (Prór.)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Convencionales: 24 + 10 (máx. prór.)</li> <li>■ No Convencionales: 30 + 10 (máx. prór.)</li> </ul>                         |
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Entre 5 y 8 años + prórroga</li> <li>■ 1ª Ronda Pre-Sal: 4 años</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 22 años</li> <li>■ 1ª Ronda Pre-Sal: 31 años</li> </ul>  |
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 7 años + prórroga (6 meses por periodo hasta 10 años máximo)</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Petróleo: hasta un total de 30 años</li> <li>■ Gas natural no asociado y Condensados: hasta un total de 40 años</li> </ul> |
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Convencionales: 4 años + prórroga (1 año máximo)</li> <li>■ No convencionales: 6 años + prórroga (1 año máximo)</li> </ul>                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Convencionales y No convencionales: 25 años + prórroga (10 años máximo)</li> </ul>   |
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Entre 4 y 6 años (posible extensión 10 años máximo)</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hasta un total de 30 años</li> </ul>   |

Fuente: Modelos de contrato de diferentes rondas  
 PEM: Programa Exploratorio Mínimo  
 PEA: Programa Exploratorio Adicional

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

**Tabla 5: Benchmarking – Comparación de los contratos de producción compartida**

|   | Plazos – Exploración  | Plazos – Producción   | Participación mínima  |
|---|---|---|---|
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 4 años</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 31 años</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 30% Petrobras</li> </ul>   |
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ NELP: 4 (Periodo inicial) + 3 (Periodo subsecuente) años (diferentes programas exploratorios)</li> <li>■ CBM: 2 (Fase I, Exploración) + 3 (Fase II, <i>Pilot Assessment</i> y <i>Market Surveys and Commitments</i>) años</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ NELP: 20 años (posible extensión 5 años)</li> <li>■ CBM: Fase III (Desarrollo) y Fase IV (Producción): duración a acordar</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ NELP: participación sobre el profit oil de min 35% para locales y 40% extranjeras</li> <li>■ CBM: El contratista ofrece un volumen de la producción</li> </ul> |
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 3 (básico) + 3/2 (complementario, offshore/onshore, opcional) + 2 (prórroga, opcional) + 1 (evaluación, opcional) años</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Offshore y Onshore: Hasta 25 años sujeto al plazo máximo del contrato (30 años)</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Participación de ANCAP ofertada por el proponente, entre 20% y 40%</li> </ul>  |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

## 3.4 Análisis de cada Agencia

### 3.4.1 ANH

LA ANH, para las actividades relacionadas con la E&P de hidrocarburos, propone dos **tipos de contratos**, en función del alcance de las actividades a llevar a cabo por el contratista:

Contratos de Exploración y Producción, E&P, responden al modelo Concesiones, en los cuales el alcance del contratista es:

- La verificación y certificación de la presencia de grupos o comunidades étnicas en el área (Fase 0)
- Explorar el área contratada (Fase Exploración)
- Producir los hidrocarburos del propiedad del Estado (excepto una parte propiedad del contratista) que se descubran en dicha área (Fase Producción)

Contratos de Evaluación Técnica, TEA, en los cuales el alcance del contratista se limita a realizar operaciones de Evaluación Técnica a su costo y riesgo con el fin de evaluar el potencial hidrocarburífero del área asignada (Fases 0 y de Exploración)

La duración de los contratos E&P y TEA varía en función del tipo de área y yacimiento, como se muestra en la Tabla 6 y Tabla 7:

**Tabla 6: Duración de los contratos E&P de la ANH en función del tipo de área y yacimiento**

| Tipo de contrato | Tipo de área                   | Tipo de yacimiento               | Fase 0   | Fase Exploración  | Fase Producción  |
|------------------|--------------------------------|----------------------------------|--|---|--|
| E&P              | Maduras y Nueva Prospectividad | Continenciales Convencionales    | 1 año<br>Prórroga: 3 meses (en ciertos supuestos y previa aprobación por la ANH) | PEM:<br>■ 3 años:<br>– Sísmica 2D (min 1km/5km <sup>2</sup> )<br>– 1 Pozo Exploratorio<br>■ 3 años:<br>– Sísmica 3D (min 1km <sup>2</sup> /10km <sup>2</sup> )<br>– 2 Pozos Exploratorios<br>PEA: 3 años<br>Prórroga: 1 año (si aplica)   | 24 años<br>Prórroga de hasta 10 años y hasta el Límite Económico del Campo (si se aprueba) |
|                  | Nueva Prospectividad           | Offshore Convencionales          | 1 año<br>Prórroga: 3 meses (en ciertos supuestos y previa aprobación por la ANH) | PEM:<br>■ 3 años:<br>– Sísmica 3D (min 15km <sup>2</sup> /200km <sup>2</sup> )<br>– 1 Ensayo "Piston Core"/ 200km <sup>2</sup><br>■ 3 años:<br>– 1 Pozo Exploratorio, con análisis geoquímicos y petrofísicos y registros de pozo.<br>PEA: 3 años<br>Prórroga: 1 año (si aplica)  | 24 años<br>Prórroga de hasta 10 años y hasta el Límite Económico del Campo (si se aprueba) |
|                  | Nueva Prospectividad           | Continenciales No Convencionales | 1 año<br>Prórroga: 3 meses (en ciertos supuestos y previa aprobación por la ANH) | PEM:<br>■ 3 años:<br>– Cartografía Geológica de Superficie (1:25.000 o mayor, mínimo sobre el 50% del Área)<br>– Sísmica 2D (mínimo 1km/5km <sup>2</sup> )<br>– 2 Pozos Estratigráficos, con análisis geoquímicos y petrofísicos y registros de pozo que incluyan resonancia magnética<br>■ 3 años:<br>– 2 Pozos Exploratorios con análisis geoquímicos y petrofísicos e incluye la adquisición de registros, la estimulación y el "completamiento" de los Pozos<br>– Un programa sísmico<br>■ 3 años:<br>– 4 Pozos Exploratorios con análisis geoquímicos y petrofísicos e incluye la adquisición de registros, la estimulación y el "completamiento" de los Pozos<br>PEA: 3 años<br>Prórroga: 1 año (si aplica) | 30 años<br>Prórroga de hasta 10 años y hasta el Límite Económico del Campo (si se aprueba) |

Fuente: Documentación Ronda Colombia 2012. Análisis Arthur D. Little

**Tabla 7: Duración de los contratos TEA de la ANH en función del tipo de área y yacimiento**

| Tipo de contrato | Tipo de área | Tipo de yacimiento             | Fase 0   | Fase Exploración  | Fase Producción |
|------------------|--------------|--------------------------------|--|---|-----------------|
| TEA              | Frontera     | Offshore                       | 1 año<br>Prórroga: 3 meses (en ciertos supuestos y previa aprobación por la ANH) | PEM:<br><ul style="list-style-type: none"> <li>■ 3 años:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- 1 Ensayo de "Piston Core" /200 km<sup>2</sup></li> <li>- Sísmica 2D: Mínimo 1 Km/10 km<sup>2</sup></li> <li>- Estudios Regionales como "mapeo" con "sensoramiento" remoto y aplicación de métodos geofísicos aerotransportados</li> <li>- 5 Km de Batimetría / 10 km<sup>2</sup></li> </ul> </li> </ul> PEA: 3 años<br>Prórroga: 1 año (si aplica)  | No aplica       |
|                  | Frontera     | Continetales Convencionales    | 1 año<br>Prórroga: 3 meses (en ciertos supuestos y previa aprobación por la ANH) | PEM:<br><ul style="list-style-type: none"> <li>■ 3 años:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sísmica 2D (Mínimo 1 km/10 km<sup>2</sup></li> <li>- Estudios Regionales como "mapeo" con "sensoramiento" remoto y aplicación de métodos geofísicos aerotransportados</li> <li>- 1 Pozo Estratigráfico, con análisis geoquímicos y petrofísicos y registros de pozo</li> </ul> </li> </ul> PEA: 3 años<br>Prórroga: 1 año (si aplica)   | No aplica       |
|                  | Frontera     | Continetales No Convencionales | 1 año<br>Prórroga: 3 meses (en ciertos supuestos y previa aprobación por la ANH) | PEM:<br><ul style="list-style-type: none"> <li>■ 3 años:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cartografía Geológica de Superficie (escala 1:25.000 o mayor) sobre mínimo el 50% del Área</li> <li>- Sísmica 2D (Mínimo 1 km/10 km<sup>2</sup></li> <li>- Estudios Regionales como "mapeo" con "sensoramiento" remoto y aplicación de métodos geofísicos aerotransportados</li> <li>- 2 Pozos Estratigráficos, con análisis geoquímicos y petrofísicos y registros de pozo que incluyan resonancia magnética</li> </ul> </li> <li>■ PEA: 3 años</li> </ul> Prórroga: 1 año (si aplica) | No aplica       |

Fuente: Documentación Ronda Colombia 2012. Análisis Arthur D. Little

En lo que se refiere a **garantías**, la ANH exige al contratista la emisión de una carta de crédito a modo de garantía que asegure el cumplimiento y la correcta ejecución de todas las obligaciones del contrato y el pago de posibles multas (que se impongan por el incumplimiento del contrato) y los perjuicios derivados. Esta garantía es de un mínimo de 100,000 USD hasta:

- 10% valor total del Programa Exploratorio Mínimo (PEM)
- 100% del Programa Exploratorio Adicional (PEA)
- 10% del Programa Exploratorio Posterior (PEP), si lo hubiere



El plazo de entrega y vigencia es:

Entrega 5 días hábiles después de la Fecha Efectiva de comienzo del PEM y vigencia hasta 6 meses después de la finalización del PEM

Entrega 5 días hábiles después de la Fecha Efectiva de comienzo del PEA y vigencia hasta 6 meses después de la finalización del PEA

Entrega 5 días hábiles después de la Fecha Efectiva de comienzo del PEP y vigencia hasta la finalización del PEP

Adicionalmente se exige un **Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual** para hacer frente a posibles reclamaciones, acciones o demandas interpuestas con el fin de mantener a la Agencia Reguladora indemne, con vigencia desde la fecha Efectiva del contrato hasta 3 años después de su terminación.

Este seguro tendrá un valor de:

10 millones USD para contratos áreas continentales

50 millones USD para offshore

30 millones de USD para no convencionales

Entre los amparos que debe cubrir este seguro se encuentran los siguientes:

Daño Emergente

Lucro Cesante

Daño Moral y Perjuicios Extra patrimoniales

Vehículos propios y no propios

Amparo de contratistas y subcontratistas

Responsabilidad Civil por Polución y Contaminación súbita e imprevista

Gastos médicos sin demostración previa de responsabilidad

Bienes Bajo Cuidado

Costas del Proceso y Caucciones Judiciales

Responsabilidad Civil Extracontractual por uso de explosivos

Tanto los contratos E&P como TEA de la ANH consideran la posibilidad de **abandono de las actividades**, la cual es permitida durante la mitad primera fase (Fase de Exploración). En ese caso, el contratista está obligado al pago a la ANH de:

El 50% del valor de las actividades no llevadas a cabo del PEM

El 100% del balance de la inversión adicional no efectuada en la Fase de Exploración

**Government take:** en el sistema contractual propuesto por la ANH, el contratista es propietario de los hidrocarburos producidos, a cambio del pago a la ANH de los siguientes ítems:

Regalías

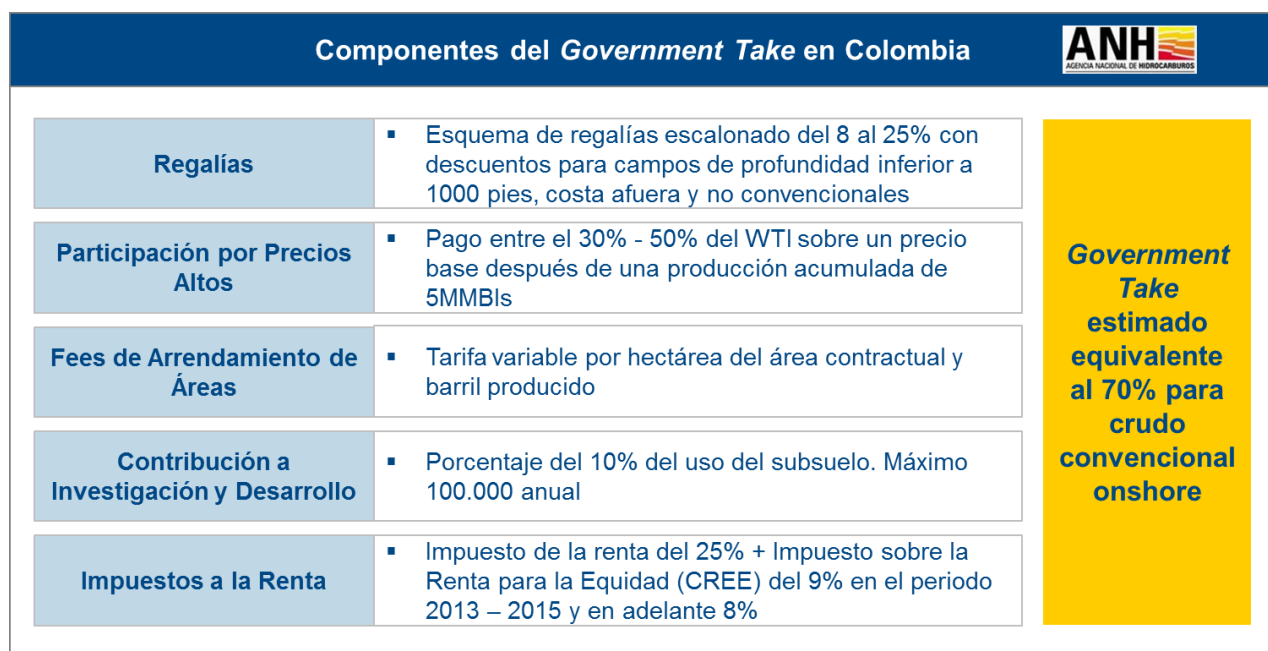
Derechos económicos

Otros aportes: Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología

Impuestos aplicables: Renta

La aplicabilidad de los anteriores depende del tipo de contrato. Así, la estructura del Government Take para los contratos E&P y TEA de la ANH se muestran en la Figura 14.

**Figura 14: Estructura del Government Take – Contratos E&P ANH**



Fuente: ACP, IHS 2011. GT calculado sobre un campo estándar de 500Mbls

Fuente: Documentación Ronda Colombia 2012. Análisis Arthur D. Little

### 3.4.2 ANP

La ANP, para las actividades relacionadas con la E&P de hidrocarburos, propone diferentes **tipos de contratos**:

- Licencias o Concesiones
- Producción compartida, para áreas pre-sal

La duración de los contratos (y/o programas exploratorios y de producción) varía. Arthur D. Little ha analizado las duraciones en las últimas rondas y los resultados de este análisis se presentan en la Tabla 8:

**Tabla 8: Duración de los contratos E&P de la ANP**

| Ronda                                    | Tipo de área              | Fase Exploración  | Fase Producción   |
|--|---------------------------|---|---|
| 11 – Concesión                           | Madura (5 áreas)          | Duración total: 5 años<br><ul style="list-style-type: none"> <li>■ Primer periodo exploratorio + Segundo periodo exploratorio:<br/>– 3 + 2 años, en las 5 áreas ofertadas</li> </ul>  | 22 años   |
|  | Nueva Frontera (18 áreas) | Duración total: varía entre 5 y 8 años<br><ul style="list-style-type: none"> <li>■ Primer periodo exploratorio + Segundo periodo exploratorio:<br/>– 5 + 3 años, en 9 de las 18 áreas ofertadas<br/>– 5 + 2 años, en 5 de las 18 áreas ofertadas<br/>– 4 + 2 años, en 3 de las 18 áreas ofertadas<br/>– 3 + 2 años, en 1 de las 18 áreas ofertadas</li> </ul>               | 22 años   |
|  | Madura y Nueva Frontera   | Prórroga: a discreción de la ANP:<br><ul style="list-style-type: none"> <li>■ por el periodo necesario en caso de que se haya hecho un descubrimiento pero no haya habido tiempo para su análisis (Discovery Assessment)</li> <li>■ por 60 días máximo en caso de que se haya iniciado la perforación de un pozo exploratorio sin haber completado su evaluación</li> </ul> | 22 años   |
| 12 – Producción Compartida               | Madura (6 áreas)          | Duración total: 5 años<br><ul style="list-style-type: none"> <li>■ Primer periodo exploratorio + Segundo periodo exploratorio:<br/>– 3 + 2 años, en las 5 áreas ofertadas</li> </ul>  |   |
|  | Nueva Frontera (7 áreas)  | Duración total: 6 u 8 años<br><ul style="list-style-type: none"> <li>■ Primer periodo exploratorio + Segundo periodo exploratorio:<br/>– 5 + 3 años, en 1 de las 7 áreas ofertadas<br/>– 4 + 2 años, en 6 de las 7 áreas ofertadas</li> </ul>   |   |
|  | Madura y Nueva Frontera   | Prórroga: a discreción de la ANP:<br><ul style="list-style-type: none"> <li>■ por el periodo necesario en caso de que se haya hecho un descubrimiento pero no haya habido tiempo para su análisis (Discovery Assessment)</li> <li>■ por 60 días máximo en caso de que se haya iniciado la perforación de un pozo exploratorio sin haber completado su evaluación</li> </ul> |   |
| 1ª Ronda Pre-Sal – Producción Compartida |                           | Duración total: 4 años<br>Prórroga: a discreción de la ANP, en caso de que se haya hecho un descubrimiento pero no haya habido tiempo para su análisis (Discovery Assessment)   | Aproximadamente 31 años (el contrato total tiene una vigencia de 35 años desde el comienzo de la fase exploratoria) |

Fuente: Documentación Rondas Brasil. Análisis Arthur D. Little

En lo que se refiere a **garantías**, la ANP exige al contratista dos garantías financieras:

Garantía de seriedad de la oferta durante las rondas de negociación

Garantía financiera sobre el Programa Exploratorio, que asegure el cumplimiento con el contenido de cada uno de los compromisos del Programa Exploratorio Mínimo.

Garantía de cumplimiento (Performance Guarantee)

Garantía de Desmantelamiento y Abandono

Los valores de las garantías varían dependiendo el bloque y el proceso de contratación

En lo que se refiere al **Government take para contratos en régimen de concesión** en Brasil este incluye el pago a la ANP de los siguientes ítems (su estructura se muestra en la Figura 15):

Bono a la firma


Regalías

Derechos económicos

Otros aportes: Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología

Otros impuestos: Renta

**Figura 15: Estructura del Government Take – Contratos Concesión E&P ANP**

| Componentes del Government Take en Brasil |  |          |
|---|--|---|
| <b>Bono de Entrada</b>                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>Es el bono que debe pagar la empresa ganadora de la Ronda a la firma del Contrato. El valor min es determinado por la ANP dependiendo el bloque</li> </ul>  | <p><b>Government Take estimado equivalente al 75%* para crudo convencional offshore</b></p> |
| <b>Regalías</b>                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>La tasa ordinaria de regalías es del 10% y excepcionalmente se puede reducir al 5%</li> </ul>   |   |
| <b>Participación Especial</b>             | <ul style="list-style-type: none"> <li>Las participaciones especiales se pagan sobre el ingreso neto de campos con producción sustancial e ingreso neto acumulado positivo</li> <li>La tasa varía hasta un 40% dependiendo de el volumen producido, la ubicación del campo y los años en producción</li> </ul> |   |
| <b>Fees por Arrendamientos</b>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>Tasas de arrendamiento por Km2 dependiendo la Fase en la que este el Contrato</li> <li>Para contratos onshore aplican pago de arrendamientos a los dueños de la tierra</li> </ul>   |   |
| <b>Otros cargos</b>                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>R&amp;D: 1% del ingreso bruto de las áreas con producción extraordinaria</li> <li>Impuesto de renta: 34%</li> </ul>   |   |

Fuente: ANP, IHS 2011(\*) Términos de Concesiones >400

Fuente: Documentación Rondas Brasil. Análisis Arthur D. Little

La ANP mantiene un contacto directo y permanente con los Contratistas durante toda la ejecución de las actividades E&P. Dado que la ANP es la encargada de la verificación y cumplimiento de la regulación técnica y fiscalización de la producción, la ANP realiza visitas periódicas a los diferentes campos para verificar el cumplimiento de la normativa establecida. Adicionalmente se presentan algunas actividades de seguimiento propias de cada fase como se explican a continuación:

**Fase de exploración:** Una vez se asigna el Contrato el Contratista deberá formalizar su plan de exploración conforme a la oferta presentada a la ANP durante las rondas de negociación. La ANP

centraliza toda la información técnica y el contratista tiene la obligación de presentar a la ANP los resultados y reportes de cada una de las actividades exploratorias realizadas de forma periódica conforme a la regulación.

**Fase de evaluación:** Una vez se presenta un descubrimiento el Contratista deberá presentar un plan de evaluación del yacimiento el cual es analizado y aprobado por la ANP. El contratista unilateralmente puede declarar la comercialidad de su bloque y toda la producción resultado de las actividades de evaluación están sujetas al régimen fiscal de regalías

**Fase de Desarrollo:** Al finalizar la fase de evaluación, el Contratista deberá presentar a la ANP un plan de desarrollo del bloque el cual debe ser nuevamente analizado y aprobado por la ANP para su ejecución.

Adicionalmente cualquier modificación o cambio a los planes de exploración, evaluación o desarrollo deberán ser consultados y aprobados por la ANP de esta forma la Agencia mantiene un control permanente de todos los campos.

### 3.4.3 Perupetro

Perupetro, ha adoptado el modelo de contrato de Concesión para la exploración y producción de hidrocarburos. En dicho contrato se establece como alcance del contratista:

- Explorar el área contratada

- Producir los hidrocarburos que se descubran en dicha área (y sobre los cuales el contratista tendrá propiedad)

La duración de los contratos varía en función del tipo de hidrocarburo, como se muestra en la Tabla 9.

**Tabla 9: Duración de los contratos de PERUPETRO en función del tipo de hidrocarburo**

| Tipo de hidrocarburo   | Fase Exploración  | Fase Producción   |
|--|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Petróleo</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 7 años divididos en distintos periodos</li> <li>■ Prórroga en cada periodo: máximo hasta 6 meses (previa aprobación de Perupetro), hasta un máximo total de 10 años</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Periodo de retención: opcional hasta un máximo de 5 años, en caso de descubrimiento no comercial por costes de transporte (para facilitar dicho transporte), previa aprobación por parte de Perupetro</li> <li>■ Tiempo restante después de terminada la fase de exploración hasta completar el plazo de 30 años (sin considerar el periodo adicional de retención)</li> </ul> |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Gas Natural No Asociado</li> <li>■ Gas Natural No Asociado y Condensados</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 7 años divididos en distintos periodos</li> <li>■ Prórroga en cada periodo: máximo hasta 6 meses (previa aprobación de Perupetro), hasta un máximo total de 10 años</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Periodo adicional de retención: opcional hasta un máximo de 10 años, en caso de descubrimiento para desarrollar el mercado, previa aprobación por parte de Perupetro</li> <li>■ Tiempo restante después de terminada la fase de exploración hasta completar el plazo de 40 años (sin considerar el periodo adicional de retención)</li> </ul>                                  |

Fuente: Documentación Proceso de Selección 2010. Análisis Arthur D. Little

En lo que a **garantías** se refiere, el contratista deberá garantizar el cumplimiento del programa mínimo de trabajo en cada período de la fase de exploración mediante una fianza solidaria, sin beneficio de excusión, incondicional, irrevocable y de realización automática en el Perú, emitida por una entidad del sistema financiero debidamente calificada y domiciliada en el Perú y aceptada por Perupetro. Para su cálculo, se estima la inversión asociada a la actividad contratada y el valor de esta garantía es de aproximadamente el 10% de dicha inversión.

El plazo de entrega y vigencia es:

- Entrega a la fecha de Suscripción del primer periodo de la Fase de Exploración y vigencia hasta 30 días después de su finalización

- Entrega antes de cada periodo posterior de la Fase de Exploración y vigencia hasta 30 días después de su finalización

El contratista debe a su vez contar con un Seguro de Responsabilidad Civil. Sin embargo, el contrato no fija la cantidad ni el alcance que dicho seguro debe cubrir.

**Government take:** en el sistema contractual propuesto por Perupetro, el contratista es propietario de los hidrocarburos producidos, a cambio del pago a Perupetro de los siguientes ítems:

- Regalías
- Tributos según la legislación peruana

La estructura del Government Take para los contratos de Perupetro se detalla en la Figura 16.

**Figura 16: Estructura del Government Take – Contratos PERUPETRO**

|                  | Definición   | Cálculo   | Notas   |           |             |                  |                  |                  |                  |                  |            |                  |   |
|------------------|--|---|---|-----------|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------|------------------|---|
| <b>Regalías</b>  | Pago en efectivo al Estado, sobre la base de los Hidrocarburos Fiscalizados, valorizados en uno o más Puntos de Fiscalización de la Producción | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Petróleo, Condensados, Líquidos del Gas Natural, Gas Natural                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- % regalía en función de un factor R (Ingresos/Egresos):</li> </ul> </li> </ul> <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>Factor R</th> <th>% Regalía</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><math>0 &lt; R &lt; 1</math></td> <td><math>(15 + XX.XX)\%</math></td> </tr> <tr> <td><math>1 \leq R &lt; 1.5</math></td> <td><math>(20 + XX.XX)\%</math></td> </tr> <tr> <td><math>1.5 \leq R &lt; 2</math></td> <td><math>(25 + XX.XX)\%</math></td> </tr> <tr> <td><math>R \geq 2</math></td> <td><math>(35 + XX.XX)\%</math></td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Regalía: valor hidrocarburo fiscalizado x % regalía</li> <li>• Reservorios de Gas Natural Asociado o de Gas Natural No Asociado: R tiene un único valor que proviene de factores económicos del petróleo y gas natural (asociado) o de líquidos del gas natural y/o gas natural (no asociado)</li> </ul> | Factor R  | % Regalía | $0 < R < 1$ | $(15 + XX.XX)\%$ | $1 \leq R < 1.5$ | $(20 + XX.XX)\%$ | $1.5 \leq R < 2$ | $(25 + XX.XX)\%$ | $R \geq 2$ | $(35 + XX.XX)\%$ | <ul style="list-style-type: none"> <li>• El valor fiscalizado es el producto del volumen por el precio de canasta (valor franco a bordo – FOB – puerto de exportación peruano)</li> </ul> |
| Factor R         | % Regalía  |   |   |           |             |                  |                  |                  |                  |                  |            |                  |   |
| $0 < R < 1$      | $(15 + XX.XX)\%$   |   |   |           |             |                  |                  |                  |                  |                  |            |                  |   |
| $1 \leq R < 1.5$ | $(20 + XX.XX)\%$   |   |   |           |             |                  |                  |                  |                  |                  |            |                  |   |
| $1.5 \leq R < 2$ | $(25 + XX.XX)\%$   |   |   |           |             |                  |                  |                  |                  |                  |            |                  |   |
| $R \geq 2$       | $(35 + XX.XX)\%$   |   |   |           |             |                  |                  |                  |                  |                  |            |                  |   |
| <b>Tributos</b>  | Retribución periódica en dinero, de aquellos impuestos considerados en el régimen tributario común de la República del Perú                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Renta: 30%</li> <li>• IVA: 19%</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• No se aplican Bonos a la firma o descubrimiento</li> </ul> |           |             |                  |                  |                  |                  |                  |            |                  |   |

Fuente: Documentación Proceso de Selección 2010. Análisis Arthur D. Little

Aunque no existe una regla específica, se estima que el porcentaje aproximado que recibe el Gobierno de Perú por las actividades de Exploración y Producción se corresponde aproximadamente con el 60% de los ingresos derivada de las mismas.

En Perú, las acciones de Fiscalización las ejecuta OSINERGMIN.

En lo que se refiere a **interacción agencia – contratista** durante la vigencia de los contratos, Perupetro establece la formación de un Comité de Supervisión que está integrado por:

- 3 miembros del Contratista o sus alternos
- 3 miembros de Perupetro (un representante de Perupetro presidirá este Comité de Supervisión)

Este Comité de tiene las siguientes atribuciones:

- El intercambio y discusión de toda la información relativa a las Operaciones
- La evaluación de la ejecución de los programas mínimos de trabajo de Exploración
- La evaluación de los planes y programas de trabajo de Producción, así como su ejecución
- La verificación de la ejecución de las Operaciones, pudiendo contar con la asesoría necesaria
- La verificación del cumplimiento de todas las obligaciones relativas a las Operaciones que se establecen en el Contrato o que las Partes acuerden por cualquier otro documento
- Las demás atribuciones que se establecen en el Contrato o que las Partes acuerden

El Comité de Supervisión se reunirá cada vez que lo soliciten cualesquiera de las Partes y con la periodicidad que establezca su reglamento. Se requerirá la asistencia de por lo menos un miembro representante de cada Parte para que se considere constituido el Comité de Supervisión.

Cada una de las Partes se hará cargo de los gastos que implique mantener a sus respectivos miembros en el Comité de Supervisión.

En la eventualidad de producirse y mantenerse en el Comité de Supervisión una discrepancia entre las Partes, cada una de ellas podrá solicitar las opiniones técnicas o legales que estime convenientes y las someterá al Comité de Supervisión en reunión extraordinaria. De no llegarse a un acuerdo en la reunión extraordinaria, el asunto será elevado a las gerencias generales de las Partes para su solución. En caso de subsistir la discrepancia, se llevará al Comité Técnico de Conciliación.

### **3.4.4 CNH / Pemex**

En el sector de energético mexicano, Pemex mantiene el monopolio de la exploración y producción de hidrocarburos. Por tal razón la CNH solamente mantiene relación directa con Pemex y este a su vez con los diferentes contratistas. Aunque en México no existe un proceso específico para la declaración de comercialidad de los Campos Petroleros, la CNH a través de los dictámenes de proyectos de Exploración y Producción presentados por Pemex, mantiene el control y la información de los campos en exploración y/o desarrollo.

Petróleos Mexicano es entonces el encargado de diseñar y suscribir los contratos para el desarrollo de hidrocarburos en México. Desde 2011, Pemex-Exploración y Producción (PEP) ha venido promoviendo una nueva modalidad de contrato denominada Contrato Integral de Servicios para Exploración y Producción (CIEP), cuyas características principales son:

Contratos de prestación de servicios:

- El contratista recibe un área específica y establece un plan de trabajo para la ejecución de actividades exploración y producción el cual es aprobado por Pemex
- Los Servicios constituyen un proyecto integrado, considerando que el Contratista tiene la facultad de seleccionar a sus proveedores, fondea los Servicios, y asume el riesgo asociado con la ejecución de éstos
- PEP se beneficia de la capacidad financiera, tecnológica y de ejecución del Contratista
- El área contractual está delimitada a priori, pero hay previsiones en el contrato para los casos de extensión del área contractual, unificación de yacimientos que continúen más allá de los límites de ésta, y uso compartido de instalaciones
- el pago del contratista se determinará en función de la producción incremental generada por siempre y cuando ésta sea suficiente para generar un flujo de caja positivo a Pemex,
- El contratista adicionalmente recibe el reembolso de los gastos de exploración y producción en diferentes porcentajes según el contrato. La propiedad de los hidrocarburos la mantiene Pemex,
- el factor de remuneración basado en la tarifa por barril es fijo, y se determina en el contrato y no tiene correlación alguna con el precio del crudo
- se adjudica el contrato al contratista que cumpliendo con el plan de inversiones mínimo y otros requisitos habilitantes, ofrezca la tarifa por barril más baja

Pemex comercializa toda la producción obtenida mediante estos contratos

La propiedad de los pozos, líneas, ductos y demás instalaciones es de Pemex

Para la administración de los Contratos de Servicios Integrales, Pemex ha creado la figura del "Comite Directivo" donde están representados en igualdad de condiciones el Contratistas (dos miembros) y los



representantes de PEP (dos miembros). Este Comité Directivo se reúne por lo menos dos veces al año y se apoya en diferentes comités específicos (financiero, operativo, laboral,,etc.) para el seguimiento a diferentes aspectos de la ejecución del Contrato.

Los contratos de servicios integrales prevén un plazo de 25 años<sup>1</sup> o hasta la vida útil del campo el cual está dividido en tres periodos principales:

Período de Transición; Para entrega del área y las operaciones

Período de Evaluación con plazos fijos de costos de evaluación (Por ejemplo 24 o 36 meses) y un programa mínimo de inversiones

Periodo de Desarrollo que implica una obligación mínima de trabajo anual

Los Contratistas deberán proveer una garantía por el valor equivalente a la obligación mínima de trabajo la cual se disminuye conforme se completan las diferentes actividades comprometidas

### 3.4.5 ANCAP

ANCAP ha adoptado el régimen de Producción Compartida como **tipo de contrato** para la exploración y explotación de hidrocarburos en Uruguay. La duración de los contratos varía en función del tipo de hidrocarburo, como se muestra en la Tabla 10.

**Tabla 10: Duración de los contratos de ANCAP**

| Tipo de área   | Fase Exploración  | Fase Producción   |
|--|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Offshore</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sub-período básico: 3 años</li> <li>■ Sub-período complementario: 3 años, optativo para el contratista</li> <li>■ Sub-período de prórroga: 2 años, optativo para el contratista</li> <li>■ Fase de Evaluación (opcional): 1 año (Programa de Evaluación y Declaración de Comercialidad)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hasta un total: 25 años sujeto al plazo máximo del contrato (30 años)</li> <li>■ Prórroga (decisión del Poder Ejecutivo): máximo 10 años (deberá ser solicitada a los 25 años desde la fecha de vigencia del Contrato y 2 años antes de su vencimiento)</li> </ul> |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Onshore</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Similar al contrato offshore, excepto el sub-período complementario que tiene una duración de 2 años</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Similar al contrato offshore</li> </ul>  |

Fuente: Documentación Ronda Uruguay II. Análisis Arthur D. Little

En lo que a **garantías** se refiere, ANCAP exige al Contratista la constitución de las siguientes para la firma del contrato:

Garantía Corporativa: Carta de Garantía de la Casa Matriz o Controlante, en caso de que el proponente sea una filial, subsidiaria o sucursal. Es un documento de las Casas Matrices otorgando el respaldo financiero y/o técnico, según corresponda, respecto de las obligaciones asumidas por el Contratista (cantidad ilimitada). Esta garantía debe presentarse juntamente con la propuesta

Garantías para Período Exploratorio: en Dólares (en efectivo, mediante aval bancario con representación local, valores públicos que coticen en bolsa) y con una vigencia tal que exceda en por lo menos 30 días el plazo de cada sub-período. Su valor será:

- Durante el Sub-periodo básico: 10% del Programa Exploratorio Comprometido

<sup>1</sup> Este plazo puede variar entre los Contratos asignados en diferentes rondas por Pemex,

- Durante el Sub-periodo complementario: 5% del Programa Exploratorio Acordado a realizarse durante este Sub-período
- Durante el Sub-periodo de prórroga: 5% del Programa Exploratorio Acordado a realizarse durante este Sub-período

Garantías para Período de Explotación: en Dólares (en efectivo, mediante aval bancario con representación local, valores públicos que coticen en bolsa). Su valor será:

- 5% de las Inversiones estimadas para ejecutar los trabajos de desarrollo en los primeros 5 años del Período de Explotación
- El monto podrá reducirse hasta un 50% del monto original como máximo año a año, durante los 5 primeros años del Período de Explotación y en proporción al trabajo realizado y a la Inversión prevista

Los contratos de E&P en Uruguay, exigen además la provisión de un **Seguro** de Responsabilidad Civil y de sus Subcontratistas por daños al Medio Ambiente, por un valor que deberá guardar relación con el valor promedio que rija internacionalmente para coberturas similares, cubriendo la estimación más pesimista de daños de esta categoría en un incidente o grupo de incidentes, y que tendrá los siguientes límites:

Mayor o igual a 100 millones USD para el período de exploración

Mayor o igual a 200 millones USD para el período de explotación

**Government take:** en el sistema contractual propuesto por ANCAP, los yacimientos y el hidrocarburo extraído pertenecen en su totalidad al Estado, que lo dispone:

Retribuyendo al Contratista con parte de la Producción disponible – ANCAP lleva a cabo el reparto de la misma conforme a porcentajes acordados en el Contrato de Producción Compartida

Administrando la parte remanente del Estado, mediante su venta a ANCAP para refinación, venta a mercado interno (gas) o Exportación

La estructura del Government Take para los contratos de ANCAP se estima en cerca del 60% y se detalla en la Figura 17.

**Figura 17: Estructura del Government Take – Contratos E&P Offshore Uruguay**

|                                       | Definición                                       | Cálculo  | Notas   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|---------------------------------------|--|--|---|----------------------|----------|---|----------------------------|----|----|----|----|------|----|----|----|---------------------------|----|----|----|----|------|----|----|----|-------------|----|----|----|----|------|----|--|--|--|----|----|
| <b>Participación en el Profit Oil</b> | El Estado tiene una participación del Profit Oil | <ul style="list-style-type: none"> <li>Profit oil total = Ingresos brutos – Cost oil total</li> <li>El Profit Oil se divide entre el contratista y el Gobierno . Se establece una participación máxima del contratista:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Petróleo: 60% del profit oil total</li> <li>- Gas: 80% del profit oil total</li> </ul> </li> <li>La Participación de ANCAP puede variar entre 20% y un máximo que depende de lo ofrecido por las empresas petroleras participantes</li> </ul> | <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo de Hidrocarburo</th> <th>Factor R</th> <th>Participación Media del Estado Uruguayo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">Crudos Livianos (API &gt; 28)</td> <td>&gt;0</td> <td>31</td> </tr> <tr> <td>&gt;1</td> <td>38</td> </tr> <tr> <td>&gt;1.5</td> <td>43</td> </tr> <tr> <td>&gt;2</td> <td>53</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">Crudos Pesados (API &lt; 25)</td> <td>&gt;0</td> <td>38</td> </tr> <tr> <td>&gt;1</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>&gt;1.5</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>&gt;2</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Gas Natural</td> <td>&gt;0</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>&gt;1</td> <td>41</td> </tr> <tr> <td>&gt;1.5</td> <td>46</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>&gt;2</td> <td>56</td> </tr> </tbody> </table> | Tipo de Hidrocarburo | Factor R | Participación Media del Estado Uruguayo | Crudos Livianos (API > 28) | >0 | 31 | >1 | 38 | >1.5 | 43 | >2 | 53 | Crudos Pesados (API < 25) | >0 | 38 | >1 | 45 | >1.5 | 50 | >2 | 60 | Gas Natural | >0 | 34 | >1 | 41 | >1.5 | 46 |  |  |  | >2 | 56 |
| Tipo de Hidrocarburo                  | Factor R   | Participación Media del Estado Uruguayo  |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
| Crudos Livianos (API > 28)            | >0   | 31   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|                                       | >1   | 38   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|                                       | >1.5   | 43   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|                                       | >2   | 53   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
| Crudos Pesados (API < 25)             | >0   | 38   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|                                       | >1   | 45   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|                                       | >1.5   | 50   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|                                       | >2   | 60   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
| Gas Natural                           | >0   | 34   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|                                       | >1   | 41   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|                                       | >1.5   | 46   |   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
|                                       |  |  | >2  | 56                   |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |
| <b>Otros</b>                          | Impuestos  | <ul style="list-style-type: none"> <li>El Contratista paga un 25% en materia de impuestos sobre su parte del profit oil</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>No se aplican bonos a la firma, regalías, otras tasas, derechos por ocupación del suelo</li> </ul>   |                      |          |   |                            |    |    |    |    |      |    |    |    |                           |    |    |    |    |      |    |    |    |             |    |    |    |    |      |    |  |  |  |    |    |

Fuente: Documentación Ronda Uruguay II. Análisis Arthur D. Little

En lo que se refiere a **interacción agencia – contratista** durante la vigencia de los contratos, ANCAP establece la formación de un Comité de Administración que está integrado por:

- 2 miembros del Contratista
- 2 miembros de ANCAP

Este Comité de tiene las funciones de:

- Análisis, evaluación y control de los programas de trabajo
- Fiscalización de la ejecución de las Operaciones petroleras.

El Comité de Administración se reunirá con la periodicidad que establezcan las Partes y extraordinariamente, a pedido de los representantes de cualquiera de ellos (con una antelación de 15 días salvo en casos urgentes). El plazo entre una y otra reunión ordinaria en ningún caso podrá ser superior a 120 días.

Las decisiones del Comité de Administración, se adoptarán por acuerdo unánime (cada Parte Contratante tendrá un solo voto). En caso de desacuerdo, los representantes harán sus mejores esfuerzos para resolverlo de una manera mutuamente aceptable o conveniente. Si se agotan los esfuerzos de acuerdo, se elevará a las autoridades máximas de las partes y, en último caso, a Consultoría o Arbitraje Técnico.

### 3.4.6 G&P Neuquén

Para las áreas cedidas por la subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, G&P Neuquén ha adoptado contratos tipo Concesión.

La duración de los contratos varía en función del tipo de hidrocarburo, como se muestra en la Tabla 11Tabla 10.

**Tabla 11: Duración de los contratos de G&P Neuquén**

| Tipo de yacimiento | Fase Exploración                   | Fase Producción                       |
|--------------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| Convencional       | ■ 4 años + prórroga (1 año máximo) | ■ 25 años + prórroga (10 años máximo) |
| No convencional    | ■ 6 años + prórroga (1 año máximo) | ■ 25 años + prórroga (10 años máximo) |

Fuente: PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES (PBC) – Genérico (Para CONSULTA solamente) CONCURSO N° 002/2010 – TERCERA RONDA

En lo que a **garantías** se refiere, GyP exige al Contratista la constitución de las siguientes para la firma del contrato:

- De Mantenimiento de Oferta, por un valor de diez mil dólares (US\$ 10.000) y por un plazo de duración mínimo de 180 días
- De Cumplimiento del Contrato: Como garantía del correcto y completo cumplimiento de las obligaciones acordadas, el adjudicatario deberá constituir a favor de G&P y previo de la firma del contrato, una garantía de cumplimiento de la totalidad de las unidades de trabajo comprometidas y demás obligaciones un monto (en dólares) equivalente al de las citadas unidades de trabajo

Se exige contractualmente que el operador tenga además un Plan de **Seguros** cuya contratación cubra los riesgos de las actividades que son el objeto del contrato y otorgue indemnidad total a G&P en su condición de titular de los derechos de permisionario de exploración y concesionario de explotación del área y cubrir

cualquier contingencia, relacionada con las Operaciones Conjuntas y la Propiedad Conjunta. Deberá comprender los seguros obligatorios exigidos por las leyes, que cubran daños al medio ambiente, equipos, instalaciones, responsabilidades de terceras partes y costos de blowouts y control de pozos, etc. Dicho plan deberá incluir de manera específica la contratación del seguro ambiental fijado por la legislación correspondiente de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación Argentina.

El **Government take** en el sistema contractual de la Provincia del Neuquén cuenta con la estructura detallada en la Figura 18. A fecha la Subsecretaria de Energía de Neuquén no cuenta con una estimación oficial del Government take promedio aunque para el crudo convencional onshore en Argentina se estima en el 42%

**Figura 18: Estructura del Government Take – Contratos E&P G&P Neuquén**

| Componentes del <i>Government Take</i> en Neuquén |   | Debido a que no hay mayor experiencia con proyectos de no convencionales, no se ha estimado el government take en Neuquén. El estimado para crudo convencional onshore en Argentina es 42% |
|---|---|--|
| <b>Regalías</b>                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>15% hidrocarburos producidos en campos bajo contratos de exploración (descubrimientos)</li> <li>12% hidrocarburos en campos de producción</li> </ul>   |  |
| <b>Impuesto sobre Ingresos Brutos</b>             | <ul style="list-style-type: none"> <li>3% de la facturación neta del IVA</li> </ul>   |  |
| <b>Impuesto de Sellos</b>                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>14 por mil del valor económico del contrato (se trata de un impuesto instrumental)</li> </ul>  |  |
| <b>Impuestos Extraordinarios</b>                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Canon: 3% canon en áreas en las que se extendieron contratos</li> <li>Renta escalonada: 1-3% (por precios elevados del petróleo)</li> </ul>  |  |
| <b>Fees por Arrendamientos</b>                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>Exploración: Variable, yendo en aumento en los periodos posteriores de exploración (87, 173, 260 pesos/km<sup>2</sup>)</li> <li>Aproximadamente 3,444 pesos/km<sup>2</sup> en contratos de producción</li> </ul> |  |
| <b>Impuesto a la Renta</b>                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>35%</li> </ul>   |  |

Fuente: Global Data, GyP Neuquén, subsecretaría de Minería e Hidrocarburos del Neuquén (\*) La subsecretaría de Neuquén no ha estimado aun el Government Take promedio

Fuente: Información proporcionada por G&P Neuquén y por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén

En lo que se refiere a **interacción agencia – contratista** durante la vigencia de los contratos, G&P controla el cumplimiento de los términos contractuales que ha acordado o que opera. Las tareas de seguimiento de cumplimiento de los planes de inversión macro de los contratos de la Provincia las lleva a cabo la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos.

### 3.4.7 NPD

En Noruega, el **tipo de contratos** de Exploración y Producción atiende al régimen de Licencias o Concesiones. Una vez asignados los bloques, la licencia de producción proporciona a la empresa petrolera el derecho exclusivo de llevar a cabo estudios técnicos y perforaciones para la exploración y producción de

petróleo y gas en la zona geográfica definida. Cada licenciatario es dueño de su parte del petróleo producido.

**Tabla 12: Duración de los contratos de E&P en Noruega**

| Fase   | Fase Exploración   | Fase Producción   |
|--|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Offshore</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Período inicial de exploración: 4 – 6 años</li> <li>■ Posible extensión: hasta 10 años</li> <li>■ Actividades:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Estudios geológicos</li> <li>– Adquisición de datos sísmicos</li> <li>– Perforación de exploración</li> </ul> </li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hasta un total de 30 años</li> </ul> |

Fuente: Sitio Web de NPD. Análisis Arthur D. Little

Desde 2004 se ha establecido la regla de que si la perforación de exploración no demuestra la existencia de petróleo o gas, el área se abandonará al final del período inicial de exploración. Para las licencias de producción concedidas antes de 2004, la regla principal es que los concesionarios de la licencia de producción pueden exigir retener hasta la mitad de la superficie de la licencia de producción hasta un máximo de 30 años (si el compromiso de trabajo se completa durante el período de exploración).

**Figura 19: Ejemplos de contratos de E&P en Noruega**

| Licencia no | Blocks                           | Company  | %                    | Work obligation  | Initial period (year) | Ext. (year) |
|-------------|----------------------------------|--|----------------------|--|-----------------------|-------------|
| 702         | 6604/8, 9                        | OMV (Norve) AS (operator)<br>PGNiG Upstream International AS                               | 60<br>40             | Phase 1: Acquire 3D seismic in all awarded acreage that has 3D seismic coverage.<br>Phase 2: Drill exploration well. The drilling commitment shall be fulfilled within four years of the award.                      | 5 (2+3)               | 30          |
| 703         | 6605/1                           | OMV (Norve) AS (operator)<br>PGNiG Upstream International AS                               | 60<br>40             | Phase 1: Acquire 3D seismic in all awarded acreage that has 3D seismic coverage.<br>Phase 2: Drill exploration well. The drilling commitment shall be fulfilled within four years of the award.                      | 5 (2+3)               | 30          |
| 704         | 6704/12,<br>6705/10(part)        | E.ON E&P Norge AS (operator)<br>Atlantic Petroleum Norge AS<br>Repsol Exploration Norge AS | 40<br>30<br>30       | Phase 1: G&G work.<br>Phase 2: Acquire 3D seismic in all awarded acreage that has 3D seismic coverage.<br>Phase 3: Drill exploration well. The drilling commitment shall be fulfilled within six years of the award. | 7<br>(2+2+3)          | 30          |
| 705         | 6705/7 (part),<br>8, 9, 10(part) | Repsol Exploration Norge AS (operator)<br>E.ON E&P Norge AS<br>Atlantic Petroleum Norge AS | 40<br>30<br>30       | Phase 1 Acquire 3D seismic in all awarded acreage that has 3D seismic coverage.<br>Phase 2: Drill exploration well. The drilling commitment shall be fulfilled within four years of the award.                       | 5 (2+3)               | 30          |
| 706         | 7017/6(part),<br>7, 8, 9         | A/S Norske Shell (operator)<br>BP Norge AS<br>Det norske oljeselskap ASA<br>Petoro AS      | 30<br>30<br>20<br>20 | Phase 1: Acquire 3D seismic in all awarded acreage that has 3D seismic coverage.<br>Phase 2: Drill exploration well. The drilling commitment shall be fulfilled within four years of the award.                      | 5 (2+3)               | 30          |

Fuente: Sitio Web de NPD

**Government take:** en Noruega existe un sistema especial llamado SDFI (State's Direct Financial Interest) por el cual el Estado posee una participación en muchos campos de producción de petróleo y gas. El tipo de interés varía de unos bloques a otros. A fecha de 1 de Enero de 2013, el Estado Noruego tenía intereses directos en 158 contratos de licencias de producción. Se estima que el Government Take promedio para crudos convencionales offshore es de aproximadamente el 78%.

El Sistema de impuestos de las actividades de E&P en Noruega se presenta en la Figura 20.

**Figura 20: Estructura del Government Take – Contratos E&P Offshore Noruega**

|                                | Definición   | Cálculo  | Notas   |
|--------------------------------|--|--|---|
| <b>Area fee</b>                | Se trata de un pago que tiene como objetivo fomentar el incremento de actividad en el área | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicable al periodo de producción                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Primer año: NOK 30,000/km<sup>2</sup> (aproximadamente 5,000USD)</li> <li>- Segundo año: NOK 60,000/km<sup>2</sup> (aproximadamente 10,000USD)</li> <li>- Desde el tercer año: 120,000/km<sup>2</sup> (aproximadamente 20,000USD)</li> </ul> </li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Excepciones de pago para:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Operadores que presenten un PDO (<i>Plan for Development and Operation</i>) al MPE</li> <li>- Por dos años, para empresas que lleven a cabo perforaciones de un pozo wildcat adicional al programa mínimo comprometido</li> </ul> </li> </ul> |
| <b>Impuestos medioambiente</b> | Obligación a pagar por los operadores en función de sus emisiones de CO <sub>2</sub> y NOx | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Impuesto por emisiones de CO<sub>2</sub>: NOK 0.96 / litro de petróleo o m3 de gas (aproximadamente 0.16 USD) en 2013</li> <li>• Impuesto por emisiones de NOx: NOK 17.01 / kg NOx (aproximadamente 3 USD / kg NOx) en 2013</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se introdujo por la necesidad de Noruega de bajar sus emisiones:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- de NOx (según lo establecido en el Protocolo de Gothenburg de 1999)</li> <li>- De CO2 (política gubernamental desde 1991)</li> </ul> </li> </ul>   |
| <b>Impuestos</b>               | Retribución periódica al Estado Noruego  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Impuesto Corporativo (Corporate tax):                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- 28%, aplicado sobre el neto (tras deducir los gastos operacionales, impuestos anteriores, depreciación lineal de la inversión 6 años)</li> </ul> </li> <li>• Impuesto especial del petróleo:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- 50%, aplicado sobre la diferencia del neto y un uplift de 7.5% de la inversión por 4 años</li> </ul> </li> </ul> |   |

Fuente: NPD – Facts 2013

En lo que se refiere a **interacción agencia – contratista** durante la vigencia de los contratos, NPD establece la formación de un Comité de Administración (Management Committee) que está integrado por un miembro de cada una de las empresas integrantes de la joint venture constituida para la operación del área.

El NPD pertenece a ese comité, pero no en calidad de miembro sino como observador independiente. Mediante reuniones anuales de dicho comité, el NPD monitorea el grado de cumplimiento de los diferentes operadores con el programa acordado.

### 3.4.8 DGH

El DGH, para las actividades relacionadas con la E&P de hidrocarburos, propone dos **tipos de contratos**, en función del tipo de hidrocarburos:

Contratos de New Exploration Licensing Policy (NELP)

Contratos de Coal Bed Methane (CBM)

**Tabla 13: Duración de los contratos de E&P en India**

| Tipo de hidrocarburo | Fase Exploración | Fase Producción |
|----------------------|------------------|-----------------|
|                      |                  |                 |

|  |  |   |
|--|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ NELP</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Periodo Inicial de Exploración: 4 años:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Programa sísmico: adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 2D y 3D (a determinar el número de km y km<sup>2</sup> respectivos)</li> <li>– Pozos exploratorios a perforar, en una profundidad a determinar</li> </ul> </li> <li>■ Periodo Subsecuente de Exploración: 3 años:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Perforación de un pozo al año (onshore y aguas someras)</li> <li>– Perforación de un pozo en los 3 años (aguas profundas)</li> </ul> </li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Onshore y Offshore: 20 años + una posible extensión de hasta 5 años (previo acuerdo por ambas partes)</li> </ul>                       |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ CBM</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Fase I – Exploración: 2 años (prorroga máxima de 6 meses)</li> <li>■ Fase II – Pilot Assessment (IIA) y Market Surveys and Commitments (IIB): 3 años</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Fase III – Desarrollo: duración a acordar por las partes</li> <li>■ Fase IV – Producción: duración a acordar por las partes</li> </ul> |

Fuente: Sitio Web DGH – Modelos de contratos

El DGH establece unos pagos en caso de que el contratista no complete los programas acordados:

**Tabla 14: Pagos por incumplimiento de los programas acordados de E&P en India**

| Pago en USD en función del ítem del Programa Mínimo no cumplido | Onshore   | Offshore – aguas someras | Offshore – aguas profundas |
|---|-----------|--------------------------|----------------------------|
| Por pozo  | 1,000,000 | 3,000,000                | 6,000,000                  |
| Por km <sup>2</sup> de sísmica 3D                               | 5,000     | 1,500                    | 1,500                      |
| Por km de sísmica 2D  | 2,500     | 1,000                    | 1,000                      |

Fuente: Sitio Web DGH – Modelos de contratos

En lo que se refiere a la **declaración de comercialidad** de un área, cuando el contratista tiene un descubrimiento en el Área de Contrato, el Contratista deberá:

Informar inmediatamente al Comité de Dirección y Gobierno

Dentro de un período de 30 días a partir de la fecha del descubrimiento, proporcionará al Comité de Dirección y Gobierno, y por escrito, toda la información y datos relativos al descubrimiento

Dentro de un periodo de 90 días a partir de la fecha del descubrimiento, realizar las pruebas necesarias para determinar si el descubrimiento es de potencial interés comercial y, en un plazo posterior de 60 días después de la finalización de las pruebas, presentar un informe al Comité de Dirección con los resultados de dichas pruebas y el análisis e interpretación de los mismos, junto con una notificación por escrito de que, en opinión del contratista, tal descubrimiento es de potencial interés comercial

En lo que a **garantías** se refiere, los contratos establecen diferentes garantías a aportar por el contratista:

Una garantía bancaria, válida por 4 años, por un valor que varía en función del tipo de contratos:

- Para contratos NELP: 7.5% de la Participación de la Compañía en el Programa de trabajo comprometido
- Para contratos CBM: 35% de la inversión anual en las fases I y II

Una garantía financiera y de rendimiento de la casa matriz (si la hubiese) o del contratista, en favor del Gobierno de India.

Un dictamen de sus asesores legales, en forma satisfactoria para el Gobierno de India, asegurando que las garantías antes mencionadas han sido debidamente firmadas y entregadas en nombre de los garantes con la debida autoridad y son jurídicamente válidas y vinculantes.

En India el Government take lo constituyen dos partidas principales, las regalías y la participación del Estado en el profit oil (NELP) o como un volumen de la producción (CBM), como se muestra en la Figura 21. El Government Take estimado en India para crudo offshore es del 60% aproximadamente no se cuenta con una estimación con respecto a los contratos de CBM.

**Figura 21: Estructura del Government Take – Contratos E&P India**

|                                 | Definición  | Cálculo  | Notas  |
|---------------------------------|---|--|--|
| <b>Regalías</b>                 | Pago en efectivo al Estado, sobre la base de los Hidrocarburos Fiscalizados | <ul style="list-style-type: none"> <li>Onshore: 12.5%</li> <li>Offshore: 10% (someras), 5% (profundas)</li> <li>CBM: 10%</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>El contratista esta exento del pago de aranceles de aduana en cualquier operación de importación relacionada con el contrato</li> </ul> |
| <b>Participación del Estado</b> | Porcentaje de participación del Estado                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>NELP:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Impuesto al contratista sobre profit oil:                                     <ul style="list-style-type: none"> <li>35% corporaciones locales y 40% extranjeras</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>CBM:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>No considera la recuperación de costes por el contratista.</li> <li>El contratista ofrece un volumen de la producción</li> </ul> </li> </ul> |  |

Fuente: Sitio Web DGH e información proporcionada por representante del DGH

En lo que se refiere a **interacción agencia – contratista** durante la vigencia de los contratos, el DGH exige la formación de un Comité de Administración integrado por:

- 2 miembros del Contratista
- 2 miembros del Gobierno



## 4 Revisión de los procesos de asignación de áreas de Exploración y Producción

### 4.1 Tipos de procesos de asignación de áreas

Existen dos métodos principales para la oferta de bloques de exploración

**Tabla 15: Asignación de áreas – Métodos principales**

| Oferta de bloques de exploración | Ventajas   | Desventajas   |
|----------------------------------|--|---|
| <b>Negociación Directa</b>       | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Atractivo para las empresas</li> <li>■ Fomenta la creatividad en la solicitud de áreas</li> <li>■ Las áreas exploratorias son definidas por el “mercado”</li> <li>■ Las transacciones ocurren permanentemente (no se congelan áreas para rondas)</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ No se garantiza que el adjudicatario sea el “mejor”</li> <li>■ Exigencias permanentes para la agencia (respuestas reactivas)</li> <li>■ Se podría potencialmente sospechar de la transparencia de las decisiones de adjudicación</li> </ul>  |
| <b>Rondas competitivas</b>       | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Crea la competencia perfecta</li> <li>■ Rondas bien manejadas puede generar “bidding wars” y generar más renta para la nación</li> <li>■ Mayor transparencia (ofertas en sobres cerrados)</li> <li>■ Las Rondas permiten enfocar mejor esfuerzos de mercadeo de áreas</li> <li>■ Tienden a atraer a nuevos jugadores al país</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Es menos atractivo para las empresas (riesgo de esfuerzo perdido)</li> <li>■ Los bloques los dibuja la “burocracia”</li> <li>■ Obliga a la Agencia a mantener un ritmo de rondas</li> <li>■ Se congelan áreas entre rondas</li> <li>■ Exposición a volatilidad del mercado/país en un momento específico del tiempo</li> <li>■ Riesgo de competencia con otras rondas internacionales</li> </ul> |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

Existen diferentes criterios para la calificación de oferentes y la adjudicación de áreas de E&P

### 4.2 Resultados del Benchmarking

Se ha llevado a cabo un análisis comparativo de diferentes aspectos del proceso de asignación de áreas seguido por cada agencia:

**Tipos de ofertas de áreas:** La mayoría de los países analizados han evolucionado de procesos de asignación directa a procesos competitivos. En algunos casos se mantiene los dos tipos de proceso en paralelo restringiendo la asignación directa a las áreas con menor demanda o interés por parte de los inversionistas

**Acceso a la información tecnológica:** Todas las agencias analizadas mantienen el control de toda la información técnica de las cuencas sedimentarias. Cuando se realizan rondas de asignación de bloques se ponen a disposición de los interesados paquetes con información relevante

**Requisitos mínimos de calificación técnica:** Los requisitos mínimos de calificación típicamente hacen un fuerte énfasis en la experiencia y capacidades técnicas de las empresas petroleras, las reservas y producción operada

Requisitos mínimos de calificación financiera: Los requisitos de calificación financiera son utilizados comúnmente para asegurar que los oferentes estarán en capacidad de cumplir con sus obligaciones de programa de trabajo

Evaluación de ofertas: La mayoría de las agencias establecen un plan de trabajo mínimo para cada área. La evaluación de las oferta se hace con base en la mejor oferta económica o la oferta de actividad adicional sobre la mínima establecida





Con el fin de informar a posibles inversores sobre las áreas ofertadas, los órganos reguladores de los diferentes países llevan a cabo actividades de promoción tanto a nivel nacional e internacional. Dichas actividades suelen consistir en:

- Celebración de roadshows nacionales e internacionales
- Participación en Conferencias y Foros del Sector
- Campañas de mercadeo
- Anuncios publicitarios en revistas de circulación internacional

Las actividades de promoción están complementadas con sesiones de trabajo técnicas, económicas y ambientales donde las agencias presentan los detalles de las áreas ofrecidas y responden inquietudes de los eventuales proponentes

A continuación se presenta un resumen las principales características de las agencias analizadas:









**Tabla 16: Benchmarking – Tipos de ofertas de áreas**

|  |   |  |  |
|--|---|--|--|
|  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Procesos competitivos para asignación de áreas</li> <li>■ Rondas de ofertas o licitaciones para áreas reservadas o especiales (los últimos contratos mediante negociación directa son contratos TEA firmados en Octubre de 2012)</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rondas competitivas</li> </ul>   |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rondas competitivas (desde 2006)</li> <li>■ Contratación directa (en orden de llegada) para áreas libres (hasta 2007)</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rondas competitivas para campos maduros (gestionadas por PEMEX), desde 2008, tras la reforma del Sector de Hidrocarburos</li> </ul> |
|  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rondas competitivas (offshore)</li> <li>■ Contratación directa (onshore)</li> </ul>   |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rondas competitivas</li> <li>■ Actualmente se ha planteado suspender el sistema de rondas y migrar hacia un proceso en el que la propia G&amp;P iría sola o buscaría socios</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rondas competitivas</li> <li>■ Contratación directa (áreas predefinidas)</li> </ul>  |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rondas competitivas</li> </ul>  |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

A continuación se resume de forma general el proceso que lleva a cabo cada una de las agencias para la realización de las Rondas de negociación:





**Tabla 17: Benchmarking – Procesos para las Rondas de Negociación**





|   |    |    |   |    |                                     |                                    |    |    |
|---|---|---|--|---|---|---|---|---|
| <b>Rondas Realizadas</b>                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Rondas Bianuales</li> <li>Actividades de promoción</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Rondas anuales hasta el 2009.</li> <li>Dos rondas adicionales en el 2013</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>4 rondas desde 2007</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Rondas anuales desde el 2011</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Offshore: 2 rondas desde 2009</li> <li>Onshore: negociación directa</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>3 rondas desde 2009</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Rondas bianuales</li> <li>Asignación de bloques o áreas pre-establecidas</li> </ul>              | <ul style="list-style-type: none"> <li>9 rondas NELP</li> <li>4 rondas CBM</li> </ul>   |
| <b>Precalificación de Proponentes</b>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>Legal</li> <li>Técnica</li> <li>Económico</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Legal</li> <li>Técnica</li> <li>Económico-financiera</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Jurídica</li> <li>Económico-Financiero</li> <li>Técnica y Operacional</li> </ul>                | <ul style="list-style-type: none"> <li>Legal</li> <li>Técnica</li> <li>Económico-financiera</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Legal</li> <li>Económico-Financiero</li> <li>Técnico</li> </ul>                | <ul style="list-style-type: none"> <li>Jurídica</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Experiencia Técnica y Operacional</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Jurídica</li> <li>Económico-Financiero</li> <li>Técnica y Operacional</li> </ul>   |
| <b>Actividades Pre-asignación</b>         | <ul style="list-style-type: none"> <li>Promoción de áreas ofrecidas</li> <li>Publicación del términos de referencia</li> <li>Publicación de las empresas habilitadas</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Promoción de áreas ofrecidas</li> <li>Publicación del modelo de contrato</li> <li>Seminarios de información Técnica, Económica, y Ambiental</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Promoción de áreas ofrecidas</li> <li>Publicación del las bases y modelo de contrato</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Promoción de áreas ofrecidas</li> <li>Publicación del las bases y modelo de contrato</li> <li>Seminarios técnicos</li> <li>Visitas a los campos</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Roadshows</li> <li>Eventos Internacionales</li> </ul>                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>Roadshows</li> <li>Eventos Internacionales</li> </ul>                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>Información en Sitio Web NPD</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Roadshows</li> <li>Reuniones con inversionistas nacionales e internacionales</li> <li>Asistencia a Conferencias Internacionales</li> </ul> |
| <b>Criterios de Asignación de Bloques</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Participación en la producción</li> <li>Inversión mínima adicional</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Bono de Entrada Nacional</li> <li>Plan de Trabajo adicional al Mínimo</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Oferta económica (mayor porcentaje de regalía)</li> </ul>                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>Menor tarifa de operación</li> <li>Inversión adicional a la mínima estimada</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>40% PE</li> <li>40% Económico</li> <li>20% asociación</li> </ul>               | <ul style="list-style-type: none"> <li>Participación en el PSC</li> <li>Inversión</li> <li>Bono de Entrada</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Conocimientos técnicos y de geología</li> <li>Solidez financiera</li> <li>Experiencia</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>No convenc.: 25% técnica, 25% PT, 50% share GOI</li> <li>Convenc.: 30% técnica, 35% PT, 35% producción al GOI</li> </ul>                   |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

Asi mismo uno de los aspectos fundamentales es el acceso y manejo de la información técnica de los bloques ofertados. A continuación se resumen los diferentes modelos:

**Tabla 18: Benchmarking – Acceso a la información tecnológica**

|    |    |    |   |
|---|---|--|--|
| <p>En la Ronda 2012 la ANH adopto el siguiente modelo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Información técnica y geológica ( 20,000 USD cuencas maduras y 100,000 USD cuencas nueva prospectividad y contratos TEA en cuencas frontera)</li> <li>Sesiones del Cuarto de Datos (“Data Room”). Exhibición de la Información, asistencia y el soporte técnico de personal especializado, para resolver dudas e inquietudes</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Se definen paquetes de información tecnológica para cada ronda los cuales se ponen a disposición de los interesados previo al pago de una cuota de acceso</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Información técnica y geológica (acceso gratuito a través del sitio Web de la ronda)</li> <li>Información técnica y geológica compartida durante las Sesiones del Cuarto de Datos (“Data Room”), también gratuitas (solos se cobra por las entregas de material impreso)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Para la licitaciones de los Contratos Integrales de Exploración y Producción, Pemex estableció Bancos de Datos donde las empresas podrían consultar y bajar la información técnica de los campos ofertados</li> </ul> |

|   |   |    |                           |
|--|--|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ ANCAP ofrece (adquisición no obligatoria) información técnica correspondiente a las cuencas offshore a los potenciales proponentes</li> <li>■ ANCAP, para fines académicos (por ejemplo, investigación universitaria) proporciona información puntual y específica gratuitamente, exigiendo la firma de un Acuerdo de Confidencialidad</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ G&amp;P Neuquén ofrece (previa firma de un acuerdo de confidencialidad) documentación técnica a los potenciales proponentes dentro del PBC. El monto económico es variable y depende del área.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Información técnica y geológica (acceso gratuito a través del sitio Web de la ronda)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Paquetes de información disponibles a los inversionistas</li> </ul> |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

## 4.3 Análisis de cada Agencia

### 4.3.1 ANH

La ANH, mediante su “Reglamento para Contratación de Áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos” de 3 de Mayo de 2004 define tres **tipos de áreas** de E&P:

**Áreas Libres:** áreas respecto de las cuales no existen en el momento de presentación de la propuesta, un contrato vigente para el desarrollo de actividades E&P de los hidrocarburos

**Áreas Liberadas:** áreas contratadas que sean devueltas a la ANH, bien por terminación de los contratos E&P o bien por la devolución parcial de áreas

**Áreas Especiales:** áreas definidas como tal por el Consejo Directivo de la ANH, en función de sus condiciones y características extraordinarias

La ANH propone tres **modalidades de asignación de áreas**:

**Contratación Directa:** se aplica el principio “primero llega, primero se atiende”, estableciendo prioridades para iniciar la negociación en un contrato E&P sobre un Área Libre, de acuerdo con el orden cronológico de recibo de las propuestas de contratación. Este modelo está actualmente suspendido.

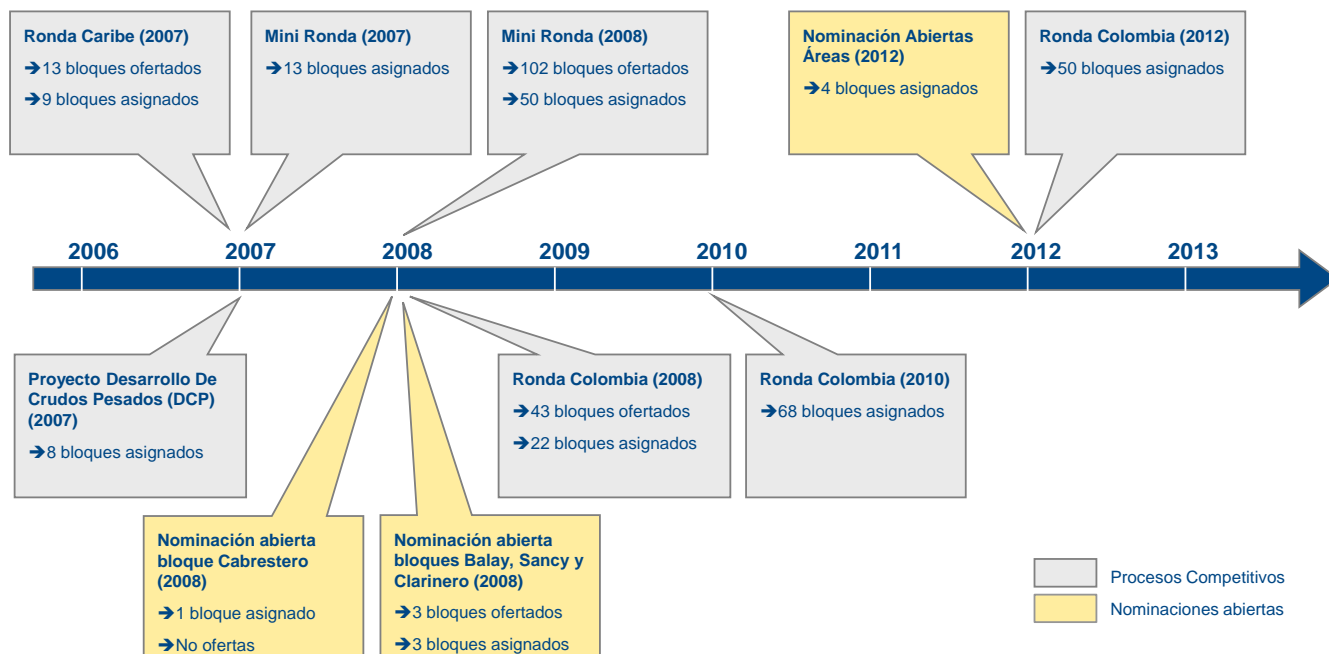
**Contratación por Proceso o Ronda Competitiva:** la ANH establece un plazo específico para la presentación de ofertas para contratos E&P en Áreas Liberadas y Áreas Especiales y comenzará el proceso de negociación con cada uno de los proponentes cuyas propuestas sean admitidas y aceptables. Todas las propuestas se consideran en igualdad de condiciones

**Nominación de áreas:** un nominador presenta una propuesta sobre un área designada, para la celebración de un contrato de E&P o TEA, según sea el caso. La ANH publica en su web, durante 30 días, el área nominada y el programa de trabajo propuesto, para que terceros proponentes puedan presentar ofertas. Existen dos tipos de proceso de nominación:

- Abierta: tras la evaluación, la propuesta con el mejor programa no es la del nominador, este tendrá la opción de igualarla y suscribir el contrato
- Cerrada: el nominador no tiene derecho a igualar la mejor oferta (si no es la suya)

Desde 2007, la ANH ha celebrado 7 rondas competitivas de asignación de áreas y 3 nominaciones abiertas de área, como se muestra en la Figura 22.

**Figura 22: Procesos Asignación de Áreas celebrados por la ANH**



Fuente: Sitio web ANH ([www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co))

La ANH ofrece dos métodos de distribución de la **información técnica** a los posibles oferentes dentro de sus procesos de licitación:

**Información técnica y geológica contenida en el Paquete de Información.**

Se trata de un conjunto de datos, coordenadas, figuras y, en general, indicaciones y referencias en materia de sísmica, pozos y reportes técnicos sobre las áreas objeto de selección, que deben adquirir, examinar y valorar los interesados para participar en el mismo.

El acceso a esta información supone un gasto no reembolsable para los oferentes.

Dicho gasto, en la Ronda 2012 fue de 20,000 USD para contratos E&P en cuencas maduras y 100,000 USD para contratos E&P en cuencas con nueva prospectividad y contratos TEA en cuencas frontera (áreas con escaso o ningún conocimiento geológico)

**Información técnica y geológica compartida durante las Sesiones del Cuarto de Datos (“Data Room”),** que corresponde a la que reposa en el Banco de Información Petrolera, BIP o EPIS.

Se trata de la exhibición a los interesados de los datos y, en general, la Información contenida en los Paquetes, con la asistencia y el soporte técnico de personal especializado, con el fin de resolver dudas e inquietudes que puedan surgir en las correspondientes sesiones.

En los términos de referencia de los procesos de licitación se establece el cronograma y lugar de dichas sesiones

En la Ronda 2012 se reservó un mes para la celebración de Data Rooms en Bogotá, y adicionalmente se contempló la celebración de los mismos en tres ciudades extranjeras (Calgary, Houston y Beijing)

La **calificación o habilitación de posibles proponentes** exige el cumplimiento de los diferentes requerimientos. Se muestran a continuación los exigidos durante la Ronda Colombia 2012:

## Capacidad Jurídica:

- Pueden participar empresas a modo individual o mediante joint venture (Consortios, Uniones Temporales o Promesas de Sociedad Futura)
- El operador (en caso de joint venture, participación mínima en la misma del 30%) debe haberse constituido legalmente como una empresa destinada a la Exploración y Producción de hidrocarburos (tiempo de incorporación como tal mínimo de 5 años)
- Los otros miembros de la joint venture deben haberse constituido legalmente como empresa destinada a actividades relacionadas con la Exploración y Producción de hidrocarburos (tiempo de incorporación como tal mínimo de 1 año)

## Capacidad Económico-Financiera:

- El proponente (bien cada uno de los que integren una joint venture) debe demostrar que tiene la capacidad económica suficiente para llevar a cabo los proyectos y compromisos a su cargo y para asumir las obligaciones y prestaciones derivadas del o de los Contratos, mediante la presentación de sus estados financieros de los tres últimos ejercicios fiscales
- Se califican directamente:
  - aquellos proponentes que figuren en la última publicación “*The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies*” de “*Petroleum Intelligence Weekly*” como empresas del tipo integrado o “Upstream”
    - o
  - aquellos proponentes que acrediten que en el último año obtuvieron una calificación de riesgo, en escala internacional, igual o superior a las siguientes:
    - Standard & Poor’s: BBB
    - Moody’s: Baa
    - Fitch Ratings: BBB
- El Patrimonio Neto mínimo exigido en función del tipo de Área y yacimiento:
  - Áreas maduras: 6 millones USD por área propuesta
  - Áreas con nueva prospectividad, continentales & Yacimientos Convencionales: 20 millones USD por área propuesta
  - Áreas con nueva prospectividad, continentales y offshore & Yacimientos no Convencionales: 200 millones USD por área propuesta
  - Áreas frontera & Yacimientos Convencionales y no Convencionales: 200 millones USD por área propuesta

## Capacidad Técnica y Operacional:

- El proponente debe acreditar que cuenta con la Capacidad Técnica y Operacional requerida, en términos de niveles de producción, volúmenes de reservas y pozos perforados, de los cuales resulte posible suponer que tiene experiencia para conducir las operaciones, con arreglo a las mejores prácticas y las más recientes tecnologías de la industria petrolera
- Se califican directamente:
  - aquellos proponentes que figuren en la última publicación “*The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies*” de “*Petroleum Intelligence Weekly*”, como empresas del tipo integrado o “Upstream”
    - o
  - aquellos proponentes que hayan operado Contratos de E&P en los últimos 10 años, con inversiones superiores a 500 millones USD
    - o
  - aquellos proponentes que cuenten con activos superiores a 1,000 millones USD y que sean operadores de al menos 5 Contratos de E&P
- Los requisitos de Capacidad Técnica y Operacional varían en función del tipo de Área y yacimiento:

- Áreas maduras:
  - Mínimo 2 pozos perforados en los últimos 3 años
  - Reservas Probadas propias no inferiores a 2 MBPE
  - Producción Mínima Operada de 1.000 BPED
- Áreas con nueva prospectividad, continentales & Yacimientos Convencionales:
  - Reservas Probadas propias no inferiores a 5 MBPE
  - Producción Mínima Operada 5.000 BPED
- Áreas con nueva prospectividad, continentales y offshore & Yacimientos no Convencionales y Áreas frontera & Yacimientos Convencionales y no Convencionales:
  - Reservas Probadas propias no inferiores a 50 MBPE
  - Producción Mínima Operada 20.000 BPED

#### Capacidad Medioambiental:

- El proponente debe demostrar haber implantado y puesto en ejecución sistemas de gestión ambiental para el seguimiento y la medición de las operaciones, y para el desarrollo de las actividades que puedan tener impacto en los recursos naturales y el ambiente, por ejemplo mediante la presentación de su certificación ISO 14001, u otra equivalente
- De no contar con dichas certificaciones, debe presentar su política y sistema de gestión ambiental efectivamente implantados y en ejecución y debe asumir la obligación de obtener certificación en materia ambiental dentro de los 3 primeros años de la ejecución contractual

#### Capacidad de Responsabilidad Social Empresarial

- El proponente debe demostrar haber implantado y puesto en ejecución normas, prácticas y metas corporativas de Responsabilidad Social Empresarial, por ejemplo mediante la presentación de su certificación ISO 26000 o similares
- De no contar con dichas acreditaciones, debe presentar documento que contenga las normas, prácticas y metas corporativas de Responsabilidad Social Empresarial adoptadas y en práctica, así como un documento que contenga las normas, prácticas y estándares de responsabilidad frente a grupos o comunidades étnicos, en el que se exprese el compromiso de darles cumplimiento

La presentación de las propuestas debe incluir la denominada **Garantía de Seriedad**, que garantice la veracidad de la información y el compromiso de cumplimiento. Dicho seguro varía en función del área y tipo de yacimiento:

Áreas maduras: 150,000 USD por área

Áreas con nueva prospectividad, continentales & Yacimientos Convencionales: 300,000 USD por área

Áreas con nueva prospectividad, continentales y offshore & Yacimientos no Convencionales y Áreas frontera & Yacimientos Convencionales y no Convencionales: 2 millones USD por área propuesta

Para aquellas propuestas completas, que reúnan los requisitos exigidos, se procederá a la evaluación y calificación para establecer el Orden de Elegibilidad Preliminar, en función de **los criterios o factores de ponderación de asignación de áreas**. Dichos factores varían en función del área y tipo de yacimiento:

Áreas maduras y con nueva prospectividad, continentales y offshore & Yacimientos Convencionales:

- Factor Primario: Mayor Participación Porcentual en la Producción (X%) ofrecida
- Factor Secundario (Criterio de Desempate): Mayor Inversión Adicional en Exploración sobre el Programa Mínimo Exploratorio establecido por la ANH, expresada USD

Áreas con nueva prospectividad continentales & Yacimientos no Convencionales, así como todas las Áreas frontera:

- Factor Primario: Mayor Inversión Adicional en Exploración sobre el Programa Mínimo Exploratorio establecido por la ANH, en USD



- Factor Secundario (Criterio de Desempate): Mayor Participación Porcentual en la Producción (X%) ofrecida

Una vez se presentan las ofertas la ANH califica las propuestas de los inversionistas y asigna el bloque a la empresa o consorcio que obtenga en mayor puntaje en la calificación

En lo que se refiere a **actividades de promoción**, la ANH ha venido realizando diferentes actividades con los objetivos de promover sus procedimientos de selección de contratistas y los proyectos de E&P de hidrocarburos tanto a nivel nacional como internacional:

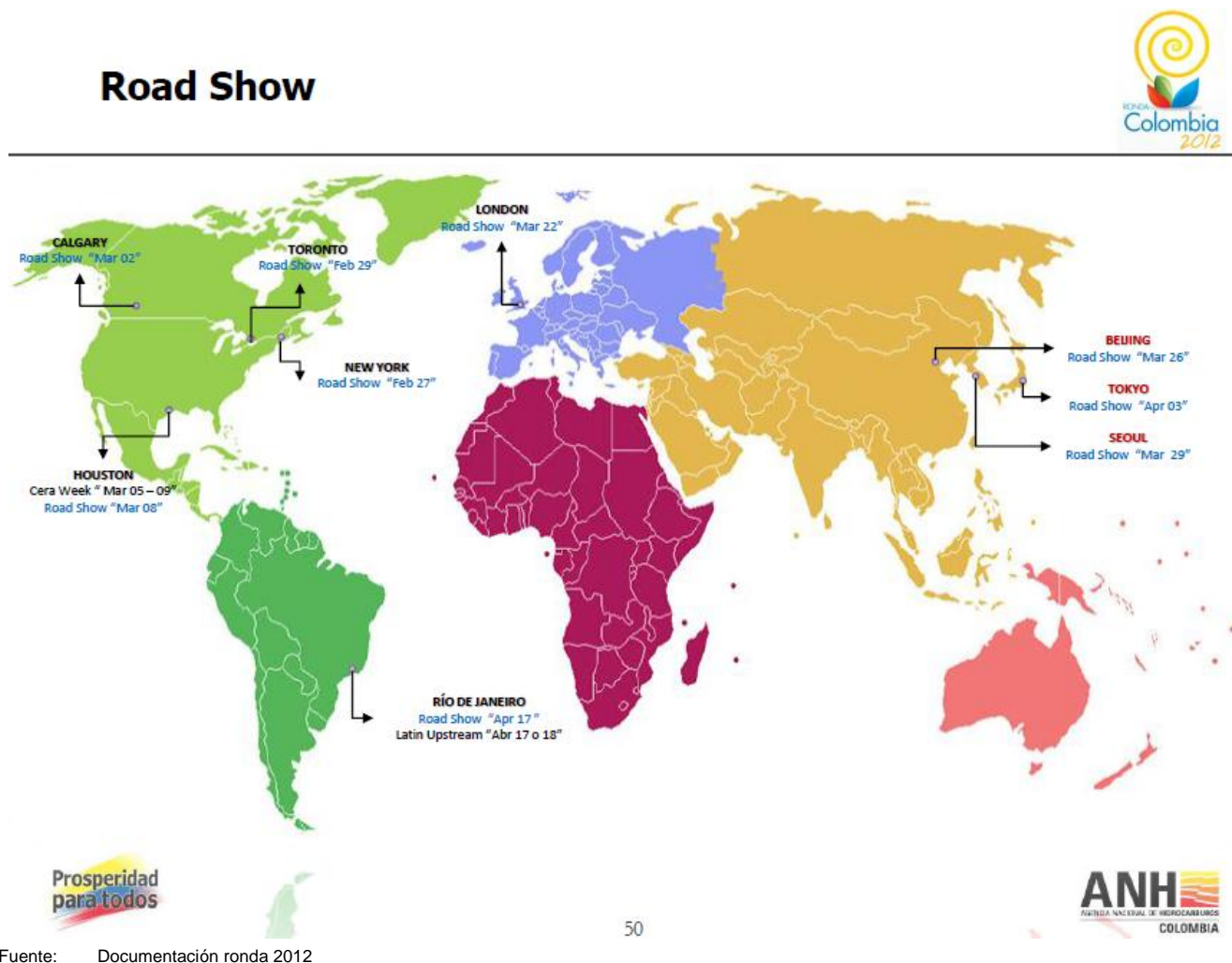
Roadshows: Durante las rondas, la ANH programa un conjunto de giras y presentaciones en distintas ciudades de varios continentes. Por ejemplo, en la Ronda 2012 se celebraron roadshows en Toronto, Calgary, Houston, Londres, Beijing, Seúl, Tokio, Río de Janeiro y Mumbai

Campañas de mercadeo con anuncios en las principales publicaciones de la industria

Desarrollo de sesiones técnicas con potenciales inversionistas



Figura 23: Roadshows celebrados por la ANH durante la Ronda Colombia 2012



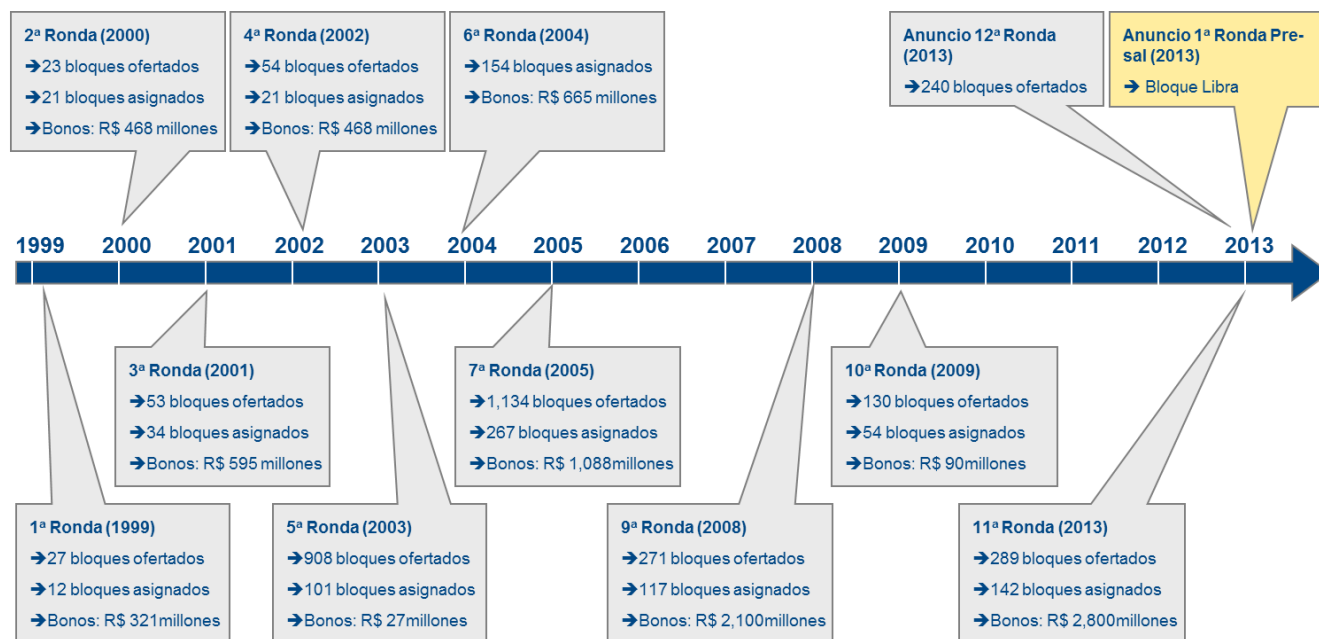
### 4.3.2 ANP

La ANP ha adoptado las rondas competitivas como el mecanismo de **asignación de áreas**. Como se muestra en la Figura 24, desde 1999, la ANP ha celebrado 11 rondas competitivas. En la actualidad, están en curso dos procesos de licitación:

12ª Ronda

1ª Ronda Pre-Sal

**Figura 24: Procesos Asignación de Áreas celebrados por la ANP**



Fuente: Sitio web Rondas Brasil-ANP ([www.brasil-rounds.gov.br](http://www.brasil-rounds.gov.br))

Todos las empresas o consorcios interesados en participar en las rondas de negociación deben ser precalificados legal, técnica y financieramente. Como resultado de los procesos de evaluación y análisis a los proponentes la ANP clasifica los potenciales inversionistas en cuatro categorías:

- No operadores: Empresas habilitadas para participar en los consorcios como socios financieros únicamente
- Operador C: Empresas habilitadas para la operación de bloques en tierra
- Operador B: Empresas habilitadas para operar bloques en Aguas Someras
- Operador A: Empresas habilitadas para operar bloques en Aguas Profundas

Para determinar que tipo de operador es cada empresa se evalúan los siguientes parámetros:

- Experiencia operacional de la empresa en Brasil o Internacional
  - Producción operada en barriles equivalentes
  - Inversión en actividades de exploración
  - Operaciones de exploración y producción onshore
  - Operaciones de exploración y producción en aguas someras
  - Operaciones de exploración y producción en aguas profundas y ultra-profundas
  - Operaciones en ambientes adversos
  - Operaciones en zonas ambientalmente sensibles
  - Certificaciones HSE
  - Años de experiencia en cada categoría
  - Calificación de la experiencia del personal técnico
- Resultados financieros de los últimos tres años
- Presentación y verificación de los documentos legales solicitados

Una vez los proponentes han sido precalificados para participar en la licitación de los bloques ofrecidos, las ofertas se evalúan con base en los siguientes criterios:

- Oferta de Bono de entrada: Representa el 40% del total de los puntos
- Programa exploratorio mínimo comprometido: Representa el 40% del total de los puntos
- Oferta de porcentaje mínimo de Contenido Local: representa el 20% del total del puntaje. Del total asignado a Contenido Local, 5% será distribuido con base en el contenido local de la fase de exploración y 15% con base en el % ofrecido durante la fase de desarrollo

Los bloques ofertados serán asignados al proponente que cuente con el mayor puntaje.

Durante las rondas de negociación, la ANP ofrece dos métodos de distribución de la **información técnica** a los posibles oferentes dentro de sus procesos de licitación:

Información técnica y geológica contenida en el Paquete de Información.

Se trata de un conjunto de datos para cada cuenca que incluyen información general, mapas temáticos, información sísmica, información sobre pozos y datos de Gravimetría y Magnetometría, que deben adquirir, examinar y valorar los interesados para participar en el mismo.

El acceso a esta información supone un gasto no reembolsable para los oferentes.

Dicho gasto, en la Ronda 2011 varió en función de la cuenca entre 15,000 y 207,000 reales

Así mismo para cada una de las Rondas de negociación se establecen talleres técnicos donde se presentan los principales aspectos de cada bloque a los proponentes

La ANP igualmente realiza numerosas actividades promoción las cuales consisten en el desarrollo de **Road Shows** en las principales ciudades de actividad petrolera, organización de diferentes sesiones de información técnica, legal y ambiental para presentar el detalle de los bloques ofertados, recibir las inquietudes de la industria y hacer las aclaraciones pertinentes.

Figura 25: Presentación ANP 2013 - Houston

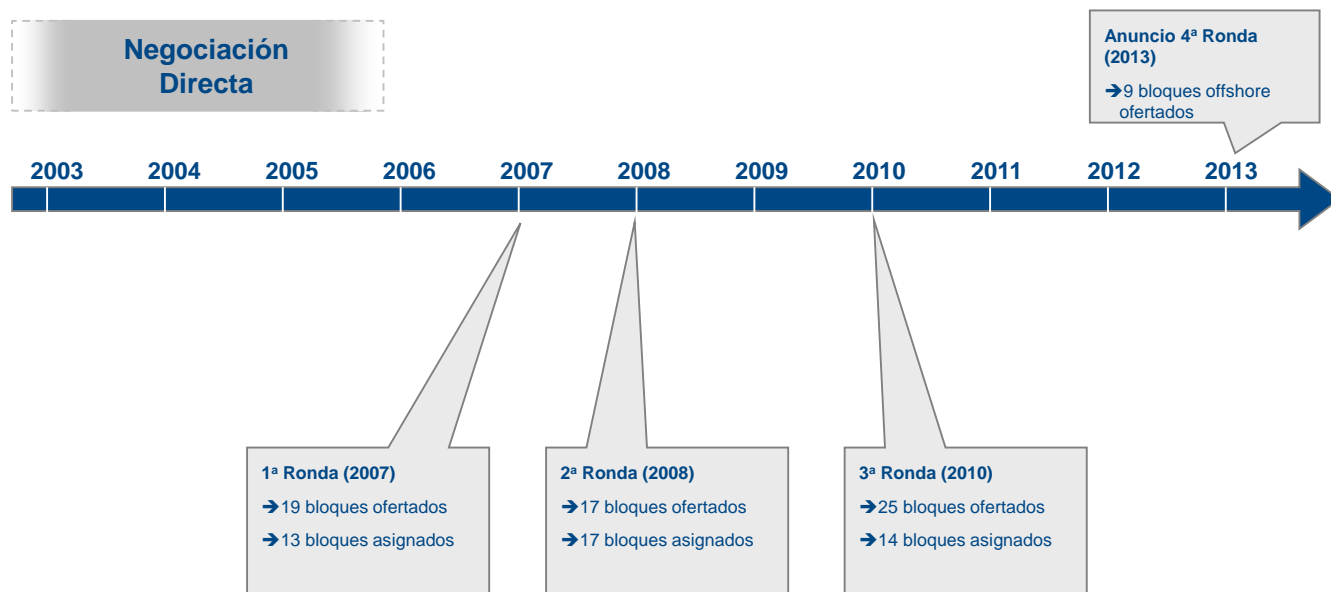


Fuente: Sitio web ANP

### 4.3.3 Perupetro

Desde 2007, Perupetro ha celebrado 3 rondas competitivas, previamente el único método de asignación de áreas era la negociación directa, como se muestra en la Figura 26. En la actualidad, está en curso un proceso de licitación para bloques offshore.

**Figura 26: Procesos Asignación de Áreas celebrados por Perupetro**



Fuente: Sitio web Perupetro ([www.perupetro.com.pe](http://www.perupetro.com.pe))

Perupetro ofrece dos métodos de distribución de la **información técnica** a los posibles oferentes dentro de sus procesos de licitación:

Información técnica y geológica contenida en el Paquete de Información.

Se trata de un conjunto de datos, coordenadas, figuras y, en general, indicaciones y referencias en materia de sísmica, pozos y reportes técnicos sobre las áreas objeto de selección, que deben adquirir, examinar y valorar los interesados para participar en el mismo.

El acceso a esta información es gratuito a través del sitio Web de la ronda correspondiente.

Información técnica y geológica compartida durante las Sesiones del Cuarto de Datos (“Data Room”), que son también gratuitas (solo cobran por las entregas de material impreso) y se celebran en las oficinas de Perupetro, a solicitud de los ofertantes.

Se trata de la exhibición a los interesados de los datos y, en general, la Información contenida en los Paquetes, con la asistencia y el soporte técnico de personal especializado, con el fin de resolver dudas e inquietudes que puedan surgir en las correspondientes sesiones.

La **calificación o habilitación de posibles proponentes** exige el cumplimiento de los diferentes requerimientos que se detallan a continuación:

Capacidad Jurídica: El proponente debe demostrar que está constituida y registrada legalmente en un país para llevar a cabo las actividades de E&P. Para ello debe demostrar la siguiente documentación:

- Testimonio o copia simple notarial de un documento que acredite la existencia legal de la EP (por ejemplo, Escritura Pública de Constitución, Acta de Constitución) desde hace un mínimo de 2 años
- Certificado de Calificación de la empresa petrolera, si tiene un Contrato o Calificación vigente
- Certificación de que la empresa no tiene impedimento legal para contratar con el Estado Peruano, ni impedimento de naturaleza alguna que afecte el cumplimiento de sus futuras obligaciones contractuales

Capacidad Económico-Financiera:

- Estados Financieros correspondientes a los últimos 3 años, que muestren los resultados de la gestión empresarial tales como: balance general, estado de ganancias y pérdidas y estado de cambios en el patrimonio neto
- Certificación de que la empresa no se encuentra en situación de quiebra, suspensión de pagos en el Perú o en el extranjero, que suponga la pérdida total o parcial del derecho a administrar y disponer de sus bienes
- En el caso de empresas petroleras sin experiencia, debe además añadir la documentación que acredite de manera fehaciente que cuenta con capacidad económica y financiera suficiente para desarrollar las actividades relacionadas con el proyecto que asumirá
- El sitio web de Perupetro pone a disposición de los oferentes un simulador en el que identificar, en base a su capacidad económica si calificaría o no y el número máximo de bloques para los que calificaría

#### Capacidad Técnica y Operacional:

- Información sobre las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos realizadas por la empresa en los últimos 3 años:
  - Detalle anual de los trabajos de exploración, el número y tipo de pozos perforados, la producción y reservas probadas de petróleo crudo, gas natural y condensados, las inversiones, y cualquier otra información adicional que considere relevante
  - Indicación de los contratos de exploración y explotación de Hidrocarburos suscritos en dicho período, o Convenios de Evaluación, señalando lugar, extensión del área contratada, actividad realizada, inversiones, resultados obtenidos, porcentaje de participación en los contratos y si actúa o no como operador.
- Para el caso de EP que no hayan realizado actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos en los últimos 3 años, se aceptará el cumplimiento de los siguientes requisitos, de manera concurrente:
  - Haber celebrado con el Estado Peruano, al amparo de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, por lo menos un Contrato, individualmente o como parte de un consorcio
  - Desarrollar alguna de las Actividades de Hidrocarburos, en forma ininterrumpida durante los últimos 10 años, a la fecha de presentación de la respectiva solicitud de calificación

NOTA: En el caso de empresas petroleras sin experiencia, en lugar de los dos requerimientos anteriores, la empresa debe presentar su Compromiso de Asociación con un operador técnicamente capacitado para llevar a cabo operaciones de exploración y explotación de Hidrocarburos o Contrato suscrito con otra empresa petrolera con experiencia para llevar a cabo dichos servicios. De optarse por el Compromiso de Asociación, el operador deberá ser calificado por Perupetro y deberá tener una participación en el respectivo Contrato de Licencia.

- Documento que acredite que la empresa cuenta con personal de nivel gerencial y profesional técnico especializado para llevar a cabo operaciones de exploración y explotación de Hidrocarburos.
- Documento que acredite que la empresa se compromete a cumplir estrictamente con las disposiciones de protección ambiental aplicables a las actividades de Hidrocarburos.

Para aquellas propuestas completas, que reúnan los requisitos exigidos, se procederá a la evaluación y calificación de las ofertas, en función de **los criterios o factores de ponderación de asignación de áreas**. En la actualidad existe un único criterio para tal efecto, de tal modo que la propuesta ganadora es la mayor Oferta Económica, es decir, la empresa que ofrece un mayor porcentaje de regalía.

En el pasado, se aplicaban diversos factores de ponderación (40% económico, 40% técnico y 20% puntaje empresarial). Sin embargo, Perupetro identificó dos inconvenientes de este sistema:

Era un modelo complejo que daba lugar a un elevado número de reclamaciones (identificaron la necesidad de tener un método de asignación simple y transparente)

Aunque el objetivo de este enfoque era atraer a las Majors, tuvo un efecto inverso ya que disminuyó el nivel de participación de las Majors (porque consideraban negativo perder las licitaciones frente a empresas más pequeñas)

En lo que se refiere a **actividades de promoción**, Perupetro ha venido realizando diferentes actividades con los objetivos de promover sus procedimientos de selección de contratistas y los proyectos de E&P de hidrocarburos tanto a nivel nacional como en el concierto internacional. En este sentido las principales actividades que realiza son:

Reuniones Técnicas (similar a los Roadshows): Durante las rondas, se identifican mercados clave (por ejemplo Houston, Calgary, Londres, Paris, Corea, China, Qatar) para la celebración de 1 o 2 días en los que Perupetro presenta los procesos y la situación energética a las potenciales empresas oferentes

Participación de delegaciones de Perupetro en congresos internacionales, por ejemplo en el Latam Oil & Gas Summit (evento que congrega a empresas petroleras, de servicios y profesionales del sector, para analizar los obstáculos y oportunidades comerciales en la industria gasífera de América Latina) o en el Southern Cone Energy Summit

Participación de organismos internacionales del sector, por ejemplo, ARPEL

Presentaciones remotas a empresas. Para ello, Perupetro contacta con aquellas empresas que han bajado la información de las rondas de su sitio web

Figura 27: Brochure de Perupetro para promover la Licitación Pública Contratos Licencia Offshore



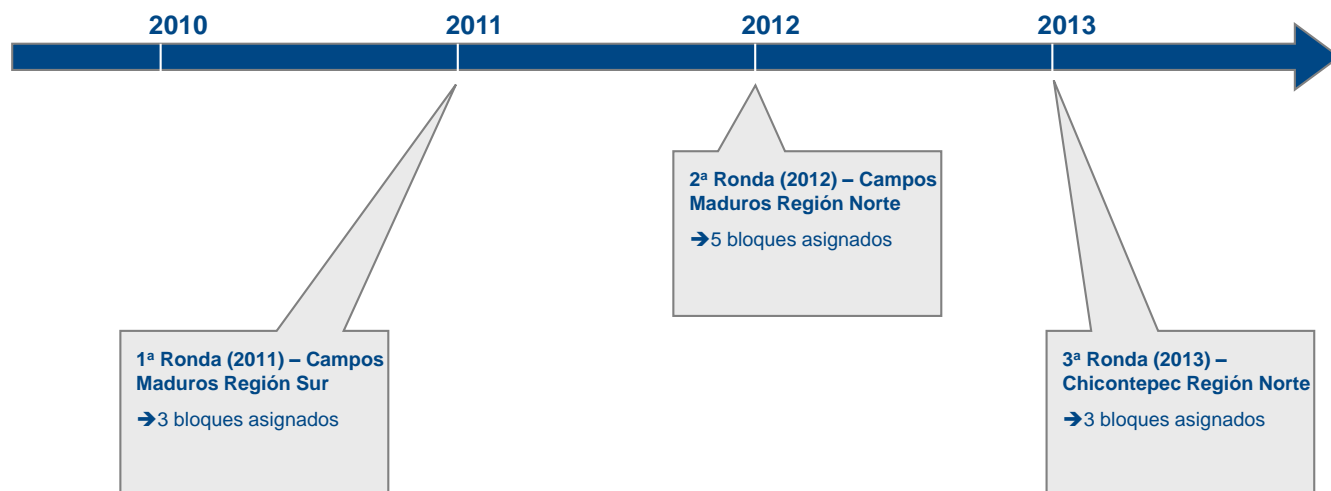
Fuente: Sitio Web de Perupetro

#### 4.3.4 CNH / Pemex

Pemex es el organizador y único responsable de las rondas para la asignación de los Contratos Integrales de exploración y Producción. Estos contratos buscan atraer inversionistas extranjeros que se hagan cargo de las operaciones de los bloques licitados y que a cambio reciban una tarifa por cada uno de los bloques entregados. En ningún escenario Pemex pierde la titularidad de las reservas o la producción y dado que reembolsa parte del Capex y Opex tiene una influencia directa en la revisión y aprobación de los planes de exploración y producción. Tal y como se muestra en la Figura 28, hasta el 2013 Pemex ha celebrado 3 rondas competitivas.



**Figura 28: Procesos Asignación de Áreas celebrados por Pemex**



Fuente: Presentación a Inversionistas, Pemex, Agosto 2013

Las empresas interesadas en participar en las rondas de asignación de áreas deben cumplir con un proceso de precalificación técnico, legal y financiero como con base en los siguientes parámetros:

- Revisión Legal: Acreditación de la existencia legal y el objeto social de las empresas
- Revisión Técnica: Acreditación de la producción operada y la inversión exploración y producción en los últimos años. Adicionalmente el proponente debe demostrar certificaciones en el tema de HSE y operaciones ambientalmente responsables
- Revisión Financiera: verificación de la capacidad crediticia y el capital de trabajo

En el caso de los Contratos Integrales de Exploración y Producción los contratos se asignan al proponente que ofrezca la menor tarifa por barril producido y en caso de empate se asignara el contrato al oferente con la mayor oferta de inversión inicial.

Previo a los procesos de asignación de áreas, Pemex compila la información relevante de los campos a ofertar la cual puede ser consultada por las empresas interesadas en participar en la licitación, El denominado “Cuarto de Datos” está a disposición de los potenciales oferentes quienes tienen el derecho a revisar la información técnica del área en los horarios asignados con anticipación. Igualmente, previo al proceso de presentación de ofertas, se realizan talleres técnicos donde Pemex hace una presentación de la información relevante de los bloques, recoge inquietudes por parte de las empresas interesadas y provee las aclaraciones respectivas.

Las actividades de promoción de los Contratos de Integrales de E&P se centran en la realización de presentaciones en las ciudades y eventos de mayor interés para la industria, así como sesiones en México de presentación de los términos de la licitación y el contrato preliminares para recibir la retroalimentación de la industria previo al lanzamiento de la ronda oficial.

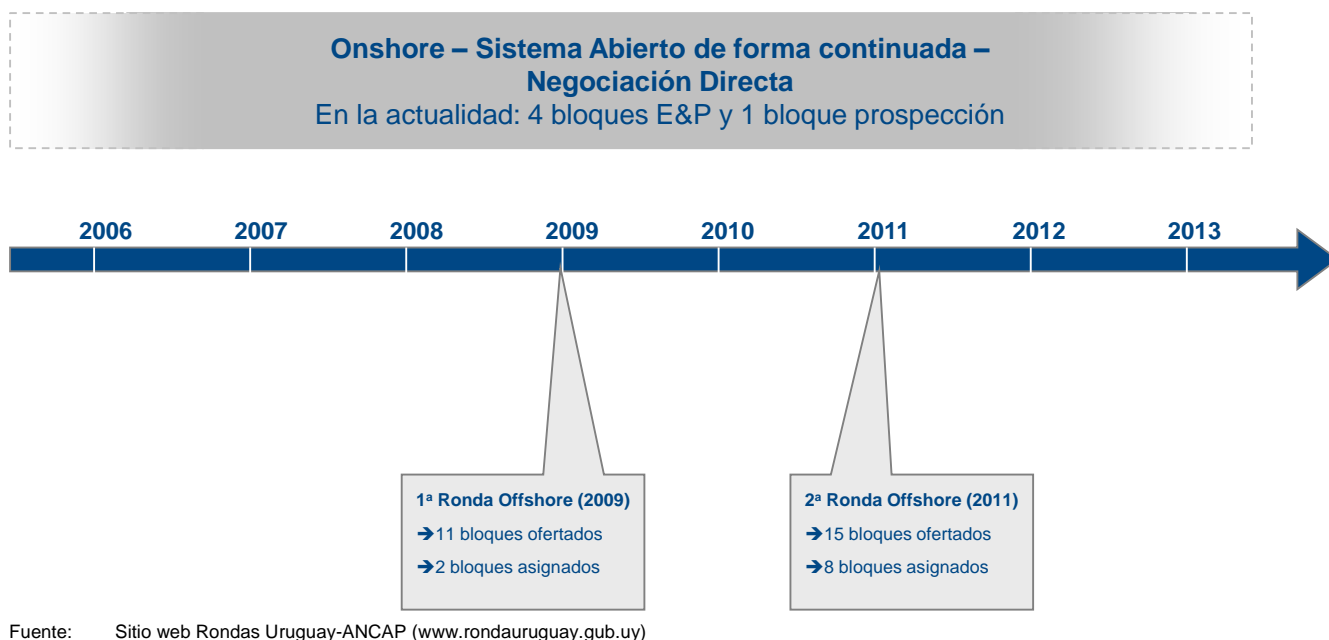
#### **4.3.5 ANCAP**

Como se muestra en la Figura 29, ANCAP propone dos **modalidades de asignación de áreas**:

Para áreas offshore, ANCAP ha celebrado dos rondas competitivas en 2009 y 2011

Para áreas onshore se sigue el modelo de negociación directa: en cualquier momento una empresa se puede calificar y presentar ofertas para un bloque determinado. La adjudicación de áreas tiene lugar con una periodicidad trimestral para la mejor oferta o para el primer contratista en presentar dicha oferta

**Figura 29: Procesos Asignación de Áreas celebrados por ANCAP**



En el caso de áreas offshore, la adquisición de las bases de licitación de la ronda tiene un costo de 5,000 USD netos, libres de gastos bancarios e impuestos.

ANCAP ofrece (no siendo obligatoria su adquisición) la siguiente **información técnica** correspondiente a las cuencas offshore a los potenciales proponentes:

Datos Geofísicos y de Pozos Propiedad de ANCAP, por un precio de 25,000 USD (Ronda Uruguay II):

- Datos sísmicos 2D, comprendiendo datos de campo en formato SEG-Y (incluyendo los partes de observador y datos de navegación)
- Secciones sísmicas reprocesadas y vectorizadas
- Datos de pozos exploratorios, comprendiendo registros y reportes

Información sísmica 2D, gravimetría y magnetometría del levantamiento llevado a cabo en 2011 (propiedad de ANCAP), correspondiente a las cuencas Offshore, por un precio aproximado de 1.5 millones USD

Información geofísica relevada bajo la modalidad de Contrato Multicliente entre ANCAP y CGG en 2002 y entre ANCAP y Wavefield Inseis ASA en los años 2007 y 2008, que puede ser comprada a CGG Veritas

La decisión de la Gerencia E&P de ANCAP de exigir un pago por la información técnica se basa en dos factores:

La posibilidad de aplicar un filtro y evitar así que terceras con un interés cuestionable parte adquieran gratuitamente la información

Recuperar costes invertidos en la obtención de dicha información

Cabe indicar que ANCAP, para fines académicos (por ejemplo, investigación universitaria) proporciona información puntual y específica gratuitamente, exigiendo la firma de un Acuerdo de Confidencialidad.

La **calificación o habilitación de posibles proponentes** exige el cumplimiento de los diferentes requerimientos. Se muestran a continuación los exigidos durante la Ronda Uruguay II:

Aspectos legales:

- Documentos que acrediten la existencia y representación legal
- Declaración de inexistencia de incompatibilidad e inhabilidad para presentar propuestas
- Cuando se presenta una propuesta como Consorcio:
  - Intención de constituir un consorcio de acuerdo con la Ley N° 16.060 o documento constitutivo del Consorcio, otorgado con los requisitos establecidos según las condiciones exigidas en dicha Ley
  - Nombre, integración y domicilio del futuro consorcio

Aspectos Económicos / Financieros: El proponente debe acreditar que:

- está dentro del último ranking "*The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies*"  
o
- posee un patrimonio promedio en los 3 últimos años mayor a 600 millones USD (para ello debe suministrar los balances respectivos de dichos años – Estado de Situación Patrimonial y Estado de Resultados). Cuando la empresa presenta propuestas para más de un área, debe acreditar un patrimonio adicional de 200 millones USD por área adicional

Aspectos Técnicos: El proponente debe acreditar que cuenta con la experiencia operacional suficiente. Dicha acreditación responde a diferentes criterios en función del tipo de aguas donde va a operar:

- Aguas someras:
  - nivel de producción mínimo de 2000 BOE/día durante los últimos 3 años,  
y
  - participación como operador en el offshore en los últimos 15 años,  
y
  - experiencia en operaciones internacionales por un período no menor a 5 años
- Aguas profundas:
  - estar dentro del último ranking publicado por Energy Intelligence: "Top 100: Ranking The World's Oil Companies" y contar con experiencia en operaciones internacionales en el upstream, ó acreditar niveles de producción mínimo de 5000 BOE/día durante los últimos 3 años,  
y
  - participación como operador en el offshore a una profundidad mínima de 200m de agua, en los últimos 15 años,  
y
  - experiencia en operaciones internacionales por un período no menor a 5 años

La presentación de las propuestas debe incluir las siguientes **Garantías**:

Garantía de Mantenimiento de la oferta de 50,000 USD. Puede realizarse en efectivo, mediante aval bancario con representación local o mediante valores públicos que coticen en bolsa

Carta de Garantía de la Casa Matriz o Controlante, en caso de que el proponente sea una filial, subsidiaria o sucursal

Para aquellas propuestas completas, que reúnan los requisitos exigidos, se procederá a la evaluación de las mismas en función de **los criterios ponderados de asignación de áreas**:

Programa Exploratorio Comprometido (factor de ponderación 40%): se asigna un puntaje máximo de unidades de trabajo (UT) para los siguientes ítems:

- Perforaciones de pozos
- Nuevos trabajos exploratorios
- Procesamiento de datos sísmicos de ANCAP
- Compra de información existente

Propuesta Económica (factor de ponderación 40%): oferta del proponente en para el incremento de Profit oil (X, variando entre 0 y 70) para el Estado Uruguayo en función de R (relación Ingresos Brutos / Cost Oil acumulado en el trimestre considerado), según la relación:

| R       | % Profit Oil Estado |
|---------|---------------------|
| < 1     | 8 + X               |
| 1 – 1.5 | 15 + X              |
| 1.5 – 2 | 20 + X              |
| >2      | 30 + X              |

Asociación (factor de ponderación 20%): porcentaje de participación máxima de ANCAP aceptado por el proponente, que debe variar entre el 20% y el 40%

El área será adjudicada a la propuesta con el mayor puntaje estimado aplicando los porcentajes de ponderación.

En lo que se refiere a **actividades de promoción**, ANCAP ha venido realizado diferentes actividades con los objetivos de promover sus procedimientos de selección de contratistas y los proyectos de E&P de hidrocarburos por emprender en el marco de la industria y entre los inversionistas y empresas del sector, tanto a nivel nacional como en el concierto internacional:

Roadshows: Durante las rondas, ANCAP programa un conjunto de giras y presentaciones en distintas ciudades de varios continentes. Por ejemplo, en la Ronda de Uruguay II se celebraron roadshows en Montevideo, Houston y Río de Janeiro

Asistencia a Eventos Internacionales: de manera continuada, ANCAP participa de diferentes eventos internacionales con el fin de divulgar el estado de la industria y la estrategia de Uruguay en E&P. Ejemplos de eventos de los que ANCAP participa son:

- AAPG (American Association of Petroleum Geologists) International Conference & Exhibition
- SEG (Society of Exploration Geophysicists) Annual Meetings
- World Petroleum Congress

**Figura 30: Actividades de Promoción Ronda Uruguay II**

**Official Announcement**  
Montevideo  
7<sup>th</sup> – 9<sup>th</sup> September 2011

**Road Show Houston**  
18<sup>th</sup> – 21<sup>st</sup>  
October 2011

**Road Show Rio de Janeiro**  
22<sup>nd</sup> – 23<sup>rd</sup>  
November 2011

**SEG 2011**  
San Antonio  
Energy Flowing From America to Asia  
18-19 September 2011

**AAPG International Conference & Exhibition**  
23-26 October 2011 / Milano Convention Centre / Milan, Italy  
Following Da Vinci's Footsteps to Future Energy Resources, Innovations from Outcrops to Assets

4 – 8 December 2011, Doha, Qatar

**20<sup>TH</sup> WORLD PETROLEUM CONGRESS**

**RONDA URUGUAY II**  
ORGANIZACIÓN REGULACIÓN-HIDROCARBONOS OFFSHORE

**ANCAP**

Fuente: Sitio Web Ronda Uruguay

**Figura 31: Ejemplo Presentación Rondas Uruguay en la Latin Oil Week en Rio de Janeiro**

**ANCAP: OFFSHORE URUGUAY**  
Uruguay Round II and Hydrocarbon Potential

**17 th Latin Upstream: Conference 27 May 2011**

Geol. Bruno Conti

**Latin Oil Week**  
Rio de Janeiro, Brazil  
25 - 27 May 2011

**RONDA URUGUAY II**  
ORGANIZACIÓN REGULACIÓN-HIDROCARBONOS OFFSHORE

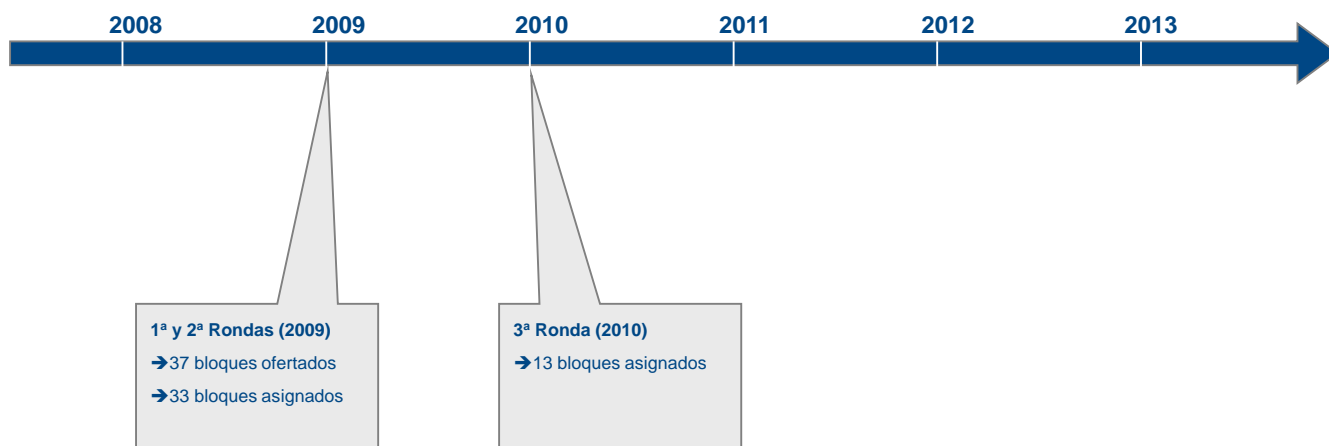
**ANCAP**

Fuente: Sitio Web Ronda Uruguay

## 4.3.6 G&P Neuquén

En la provincia de Neuquén, G&P ha celebrado 3 **rondas competitivas de licitación** desde 2009 hasta la fecha, que se muestran en la Figura 32.

**Figura 32: Procesos Asignación de Áreas celebrados por G&P Neuquén**



Fuente: Análisis Arthur D. Little

G&P Neuquén ofrece (previa firma de un acuerdo de confidencialidad) **documentación técnica** a los potenciales proponentes dentro del PBC. El monto económico es variable y depende del área.

G&P Neuquén establece los siguientes **criterios ponderados para la asignación de áreas**:

Participación ofrecida a G&P (la participación mínima es del 10%). Este factor tiene un peso relativo del 25%

Plan de trabajo e inversión propuestos. El peso relativo de este factor es del 65%

Valor ofrecido como derecho de acceso al área. Este factor tiene un peso relativo del 10%.

Para la selección del contratista, se proporcionan puntajes a la participación ofrecida a G&P, al plan de trabajo e inversión y al valor como derecho de acceso al área. El bloque se asigna a aquella oferta que obtenga el puntaje (ponderado) más alto.

Adicionalmente el contratista, debe emplear para el cumplimiento del Contrato, como mínimo, el 70% de personal residente en la Provincia del Neuquén. Igual exigencia deberá ser cumplimentada por los subcontratistas y/o cualquier otra proveedor que por cualquier título se hallare realizando tareas por cuenta y orden del Operador en el área.

Podrán presentar oferta aquellas empresas que hayan pasado satisfactoriamente el proceso de **calificación o habilitación de posibles proponentes** consistente en demostrar que se trata de personas físicas o jurídicas constituidas en la República Argentina o en el Extranjero, que hayan adquirido el Pliego Básico de Condiciones (PBC) y la Documentación Técnica. Las personas jurídicas constituidas en el extranjero, deberán estar inscritas en el Registro Público de Comercio de la Nación al momento de suscribirse el contrato en el marco del concurso.

En lo que se refiere a actividades de promoción, GyP ha venido realizado diferentes Roadshows internacionales con el fin de atraer a inversionistas extranjeros.

### 4.3.7 NPD

La plataforma continental noruega se divide en bloques, que representan áreas geográficas definidas por coordenadas geográficas (cada uno de estos bloques, parte de ellos, o varios bloques pueden concederse a una o más empresas).

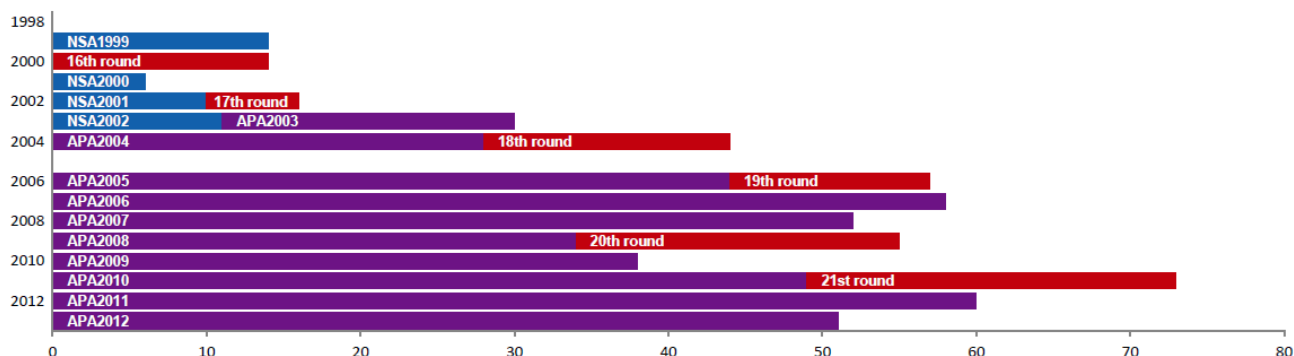
En lo que se refiere a la **calificación o habilitación de posibles proponentes**, si una empresa petrolera quiere participar en una ronda en la plataforma noruega debe aplicar al Ministerio de Petróleo y Energía (Ministry of Petroleum and Energy, MPE) con anterioridad a la ronda. El MPE aplica principios técnicos y relativos a la experiencia del potencial operador. Una vez aprobado como posible partner por el MPE, la empresa petrolera puede participar en las sucesivas rondas.

Para la concesión de dichos bloques, el NPD propone dos **modalidades de asignación de áreas**:

Rondas competitivas de licencias para los bloques más nuevos de la plataforma continental, celebradas normalmente cada dos años (se han celebrado 22 rondas desde 1965 hasta la fecha). En este tipo de rondas, las empresas petroleras son invitadas por el Ministerio de Petróleo y Energía (MPE) a nominar bloques que creen deben ser incluidos en la oferta. En base a estos, el MPE (asesorado por el NPD) determina un cierto número de bloques para los cuales las empresas pueden presentar sus ofertas

Asignación de bloques o áreas pre-establecidas (*Awards in Predefined Areas, APA*). Han venido celebrándose desde 2003, de forma anual (se han celebrado 10 hasta 2012). Se ofertan áreas de exploración pre-definidas dentro de la plataforma continental madura.

**Figura 33: Procesos Asignación de Áreas celebrados en Noruega en los últimos 15 años**



Fuente: The Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf, 2013

En función de las ofertas recibidas, el Gobierno otorga las licencias de producción, a una empresa o a un grupo de éstas. En la adjudicación de licencias, las autoridades tienen en cuenta:

- los conocimientos técnicos de la empresa (o grupos de empresas)

- la comprensión de la geología

- la solidez financiera

- la experiencia, tanto en la plataforma continental noruega como en otros lugares, otras actividades relevantes, etc.



El NPD aplica discrecionalmente los anteriores criterios, no habiendo un peso específico para cada uno de ellos. Cada área se asignan a un ofertante o a un grupo de ofertantes (en este último caso el NPD define el porcentaje de participación de cada ofertante)

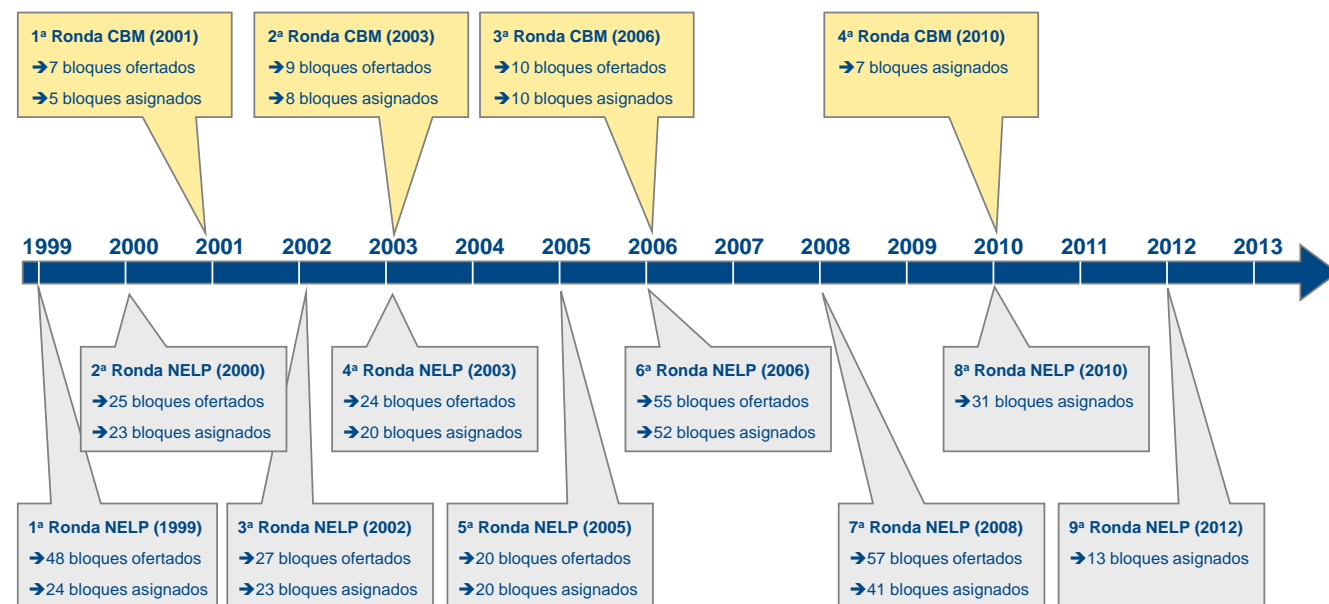
En el marco de la vigésima ronda de licencias en la plataforma continental noruega (en 2008), se introdujo un nuevo sistema que implica una amplia consulta pública sobre bloques propuestos. El MPE quiere promover una mayor transparencia para que los diferentes grupos de interés de la población noruega puedan expresar sus opiniones antes de que el Ministerio tome sus decisiones, así como para garantizar un examen crítico de las dos consecuencias sociales y técnicas de cada propuesta.

El NPD no hace **actividades de promoción** aparte de la publicación de información en su sitio web.

### 4.3.8 DGH

Desde 1999, el DGH ha celebrado 9 rondas de New Exploraton Licensing Policy (NELP) y 4 de Coal Bed Methane (CBM), como se muestra en la Figura 34.

**Figura 34: Procesos Asignación de Áreas celebrados por el DGH**



Fuente: Sitio web DGH India ([www.dghindia.org](http://www.dghindia.org))

La **calificación o habilitación de posibles proponentes** exige el cumplimiento de los diferentes requerimientos:

Capacidad Jurídica:

- Pueden participar empresas a modo individual o mediante joint venture

Capacidad Económico-Financiera:

- Los oferentes deben presentar sus cuentas anuales y un informe de un auditor independiente en el que se establezca el valor neto de la compañía. El valor neto de cada compañía debe ser igual o superior a la participación de la empresa en el Programa Mínimo de Trabajo comprometido.

Capacidad Técnica y Operacional:

- Onshore – bloques tipo S (área < 200km<sup>2</sup>): la capacidad técnica no será un criterio para su calificación



- Onshore (bloques con un área mayor o igual a 200km<sup>2</sup>) y Aguas someras offshore:
  - Debe obtener un valor diferente a cero en uno de los siguientes
    - o Acreage Holding Petroleum Exploration license (PEL) (sq. Km.) (total onshore, aguas profundas y someras)
    - o Average Annual Accretion of Proved reserves (1P) durante los últimos 5 años (total onshore, aguas profundas y someras)
    - o Average Annual production (O+OEG) (MMBoe) (total onshore, aguas profundas y someras)
  - Debe demostrar al menos un año de experiencia en exploración y/o desarrollo y/o producción en la última década

Para aquellas propuestas completas, que reúnan los requisitos exigidos, se procederá a la evaluación de las mismas en función de **los criterios ponderados de asignación de áreas**, los cuales son diferentes para los hidrocarburos en reservorios convencionales y no convencionales:

Criterios ponderados no convencionales:

- 25%: Capacidad técnica
- 25%: Programa de Trabajo comprometido
- 50%: Paquete fiscal, participación ofrecida al Gobierno de la India (GOI) por el contratista

Criterios ponderados convencionales:

- 30%: Capacidad técnica
- 35%: Programa de Trabajo comprometido
- 35%: Paquete fiscal, nivel de la producción (*Production Level Payment*, PLP) ofertado al GOI

Para la selección del contratista, se proporcionan puntajes a la capacidad técnica, el programa de trabajo comprometido y el paquete fiscal, en base a unas escalas definidas. El bloque se asigna a aquella oferta que obtenga el puntaje (ponderado) más alto.

**Figura 35: Ejemplo estimación puntaje Capacidad Técnica**

| Sl. No. | Sub-criteria                             | Maximum Point | Scale (Parameter Points) |             |
|---------|--|---------------|--------------------------|-------------|
|         |  |               | Minimum                  | Maximum     |
| (i)     | CBM acreage Holding (Sq. Km.)            | 4             | 0 (0)                    | 4,000 (4)   |
|         | Oil & Gas acreage Holding (Sq. Km.)(PEL) | 2             | 0 (0)                    | 100,000 (2) |
| (ii)    | In place CBM reserve (BCM)               | 5             | 0 (0)                    | 200 (5)     |
|         | In place Oil & Gas reserves (MMBOE)      | 2             | 0 (0)                    | 2,500 (2)   |

Fuente: Documentación Ronda CBM III

En lo que se refiere a **actividades de promoción**, el DGH ha venido realizado diferentes actividades con los objetivos de promover sus procedimientos de selección de contratistas y los proyectos de E&P de hidrocarburos tanto a nivel nacional como internacional:

Roadshows: Durante las rondas, el DGH programa un conjunto de giras y presentaciones en distintas ciudades de varios continentes

Reuniones con inversionistas nacionales e internacionales

Asistencia a Conferencias Internacionales

Figura 36: Roadshow de la Ronda NELP-IX en Perth, Australia



Fuente: Sitio Web DGH

Figura 37: Presentación a inversores en Singapore



Fuente: Sitio web DGH

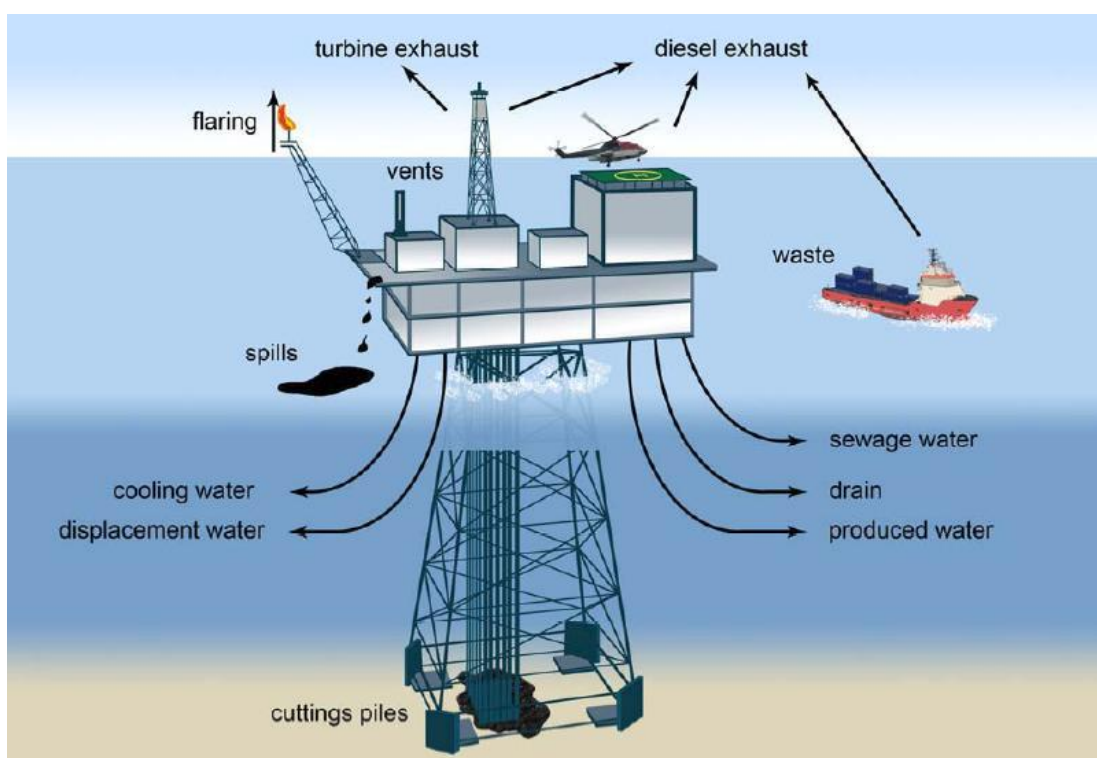
## 5 Procesos de licenciamiento ambiental y social

### 5.1 Procesos de licenciamiento

El licenciamiento ambiental es un proceso mediante el cual las empresas públicas o privadas obtienen la autorización que otorga el Gobierno para la ejecución de un Proyecto de Exploración y Producción, una vez que han cumplido los requisitos ambientales que determine la autoridad competente de cada país.

Las operaciones de Exploración y Producción de hidrocarburos cuentan con diferentes riesgos de contaminación ambiental propios de las operaciones. La Figura 38 ejemplifica las potenciales fuentes de contaminación en una plataforma offshore.

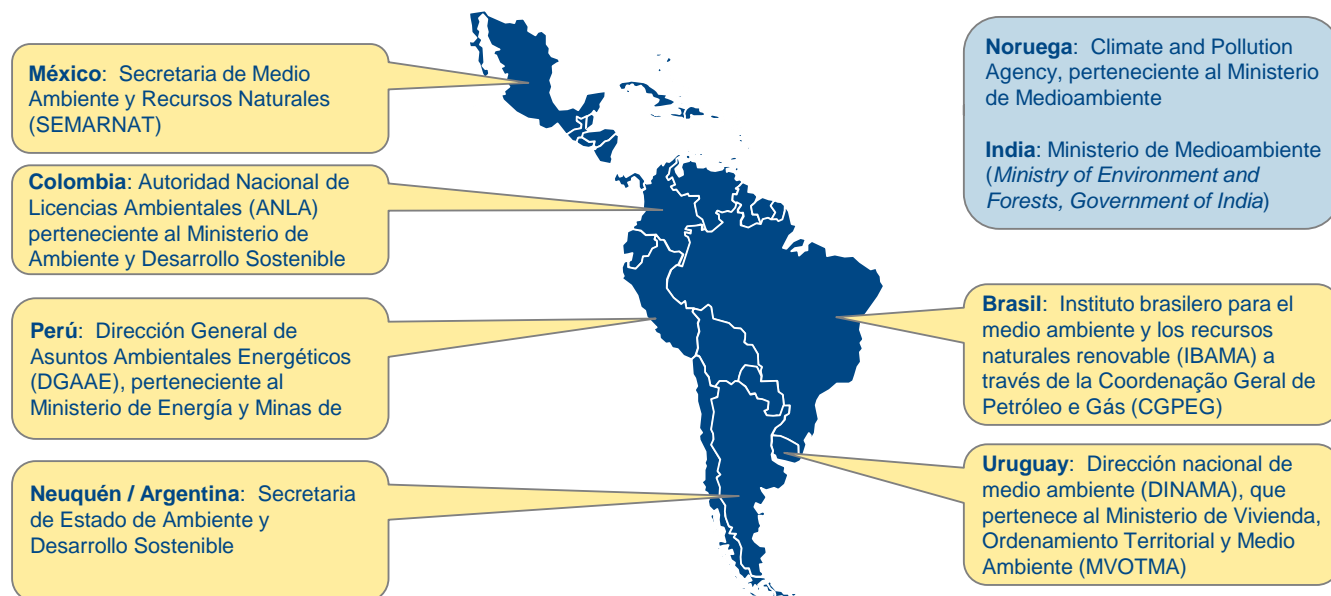
Figura 38: Fuentes de emisión y descarga en una plataforma offshore



Fuente: The Norwegian Climate and Pollution Agency

Generalmente, la Autoridad Competente en esta materia en los países analizados es un organismo independiente a la Agencia de Hidrocarburos correspondiente, tal y como se muestra en la siguiente figura

**Figura 39: Autoridades Competentes Licenciamiento Ambiental**



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Paralelo a los procesos de licenciamiento ambiental en la mayoría de los países se llevan a cabo procesos de consulta o licenciamiento social. El término licencia social para operar puede definirse como obtener consentimiento libre, previo, informado y continuo de las comunidades locales y sus grupos de interés a través de acuerdos mutuos para la realización de proyectos de inversión.

Las actividades de licenciamiento social están en su mayoría condicionadas al cumplimiento de acuerdos internacionales para la protección de las minorías como el “Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (1989)” sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes, el cual es una herramienta jurídica vinculante en países como Argentina, Brasil, Colombia, México y Perú

Adicionalmente las empresas petroleras han adoptado prácticas de responsabilidad social que les implican realizar proyectos de consulta a las comunidades previo al inicio de los proyectos

## 5.2 Análisis de cada Agencia

### 5.2.1 ANH

El proceso de licenciamiento ambiental en Colombia para actividades petroleras está centralizado en la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales .ANLA-, el cual es un organismo dependiente del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En general los pasos para obtener una licencia ambiental se resumen a continuación:

- a. Solicitud de la Licencia Ambiental: Identificación y caracterización del área donde se quieren realizar las actividades de exploración o producción de hidrocarburos
- b. Diagnóstico ambiental de las alternativas: identificación de la necesidad de realizar un estudio de impacto ambiental

- c. Estudio de impacto ambiental: definición de potenciales impactos de las operaciones de E&P en el medio ambiente y las comunidades presentes así como los planes de mitigación.
- d. Requerimiento de información adicional: En caso que sea necesario el ANLA podrá solicitar información adicional del área
- e. Aprobación o rechazo de la Licencia Ambiental; Dictamen de la ANLA frente a la autorización para realizar las actividades solicitadas

En el último año los procesos de licenciamiento ambiental han tomado un tiempo promedio de entre 12 y 14 meses por lo cual las diferentes instituciones del gobierno vienen trabajando en la implementación de diferentes opciones para tratar de hacer más expedito el proceso

Los procesos de licenciamiento social en Colombia van de la mano del proceso de licenciamiento ambiental y son coordinados entre la Agencia Nacional de Licencias Ambientales y el Ministerio de Interior. La legislación Colombiana establece procesos de Consulta Previa a las comunidades minoritarias donde se realicen actividades de E&P con el objetivo de promover acuerdos entre las partes sobre las características del proyecto y el manejo de sus impactos.

La ANH incluye en los contratos E&P una fase 0, el cual es el período comprendido entre la fecha de firma del contrato y la Fecha Efectiva, en el cual el contratista debe adelantar los trámites de certificación y verificación de presencia de grupos o comunidades étnicas en el área de influencia de las actividades exploratorias de la primera fase y llevar a cabo las respectivas consultas previas, en colaboración con el Ministerio del Interior, cuando fuese legalmente necesario.

En Colombia existen dos tipos de Consultas Previas:

#### Consulta para Licenciamiento

Se rige por la Ley 99 de 1993 y el Decreto 1320 de 1998. El proceso lo lidera la ANLA con el acompañamiento del Ministerio de Interior y su ejecución se realiza dentro del proceso de la licencia ambiental.

#### Consulta sin Licenciamiento

Se rige por la Ley 21 de 1991 y el Decreto 200 de 2003. El proceso lo lidera el Ministerio del Interior y de Justicia y su ejecución no tiene ningún proceso ambiental asociado.

Al inicio de cualquier proyecto se ejecuta una etapa previa de identificación y certificación de los grupos étnicos la cual es realizada por el Ministerio de Interior una vez se recibe la solicitud por parte del interesado. En caso de existir duda frente a la presencia de grupos étnicos se programa una visita de verificación en campo, la cual es realizada por el Ministerio del interior en coordinación con las autoridades locales.

En los últimos años la industria de E&P en Colombia ha tenido que enfrentar el incremento de los tiempos dedicados a consultas previas por algunas deficiencias en la identificación de comunidades locales relevantes lo cual ha impactado el desarrollo de los proyectos.

## **5.2.2 ANP**

En Brasil la autoridad ambiental para actividad offshore es federal. El Instituto brasileiro para el medio ambiente y los recursos naturales renovable “ (Ibama) a través de la Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG) es la entidad encargada de analizar y expedir las licencias ambientales para las actividades costa afuera. Para las actividades costa adentro las autoridades ambientales son descentralizadas y dependen de los diferentes estados.

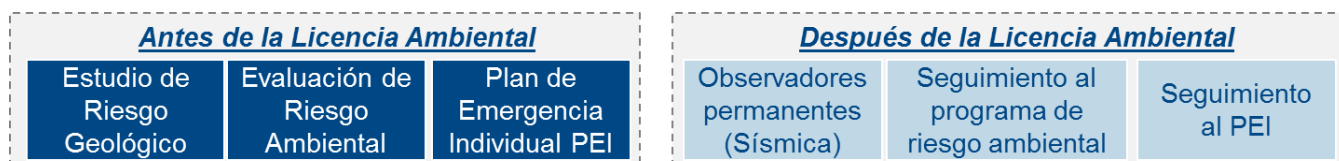


El primer paso de licenciamiento ambiental lo realiza la ANP a través de un permiso para realizar actividades petroleras que se obtiene para todos los bloques que son ofrecidos en las rondas de negociación. Así mismo previo a las rondas de negociación se realizan seminarios informativos sobre las características ambientales de las áreas ofrecidas y las limitaciones que se identifican para la realización de actividades de exploración y producción.

Una vez los bloques son asignados a Contratistas, estos deben cumplir con los procesos establecidos para el licenciamiento ambiental de las actividades de exploración y producción. Normalmente los procesos de licenciamiento duran cerca de cuatro meses, sin embargo cuando se presenten retrasos en los procesos de licenciamiento, la ANP puede evaluar los casos y extender los plazos contractuales por motivos de fuerza mayor.

Los permisos ambientales que se requieren para realizar actividades de E&P incluyen: Licencia para Sísmica (LPS); Licencia Preliminar para Perforación (LPer); Licencia Preliminar de Producción (LPpro) para producción temporal y evaluación de la comercialidad de los campos, Licencia de Instalación (LI) para la implementación de la infraestructura y los sistemas para explotación de crudo y Licencia de Operación para la explotación largo plazo.

Para obtener la licencia ambiental la regulación Brasileira impone la presentación de diferentes estudios de impacto ambiental de las actividades a desarrollar y los planes para el manejo efectivo de los riesgos identificados así:



En Brasil el proceso de reglamentación de consulta previa a comunidades indígenas se inició recientemente con la creación en el 2012 de una comisión interministerial para reglamentar la aplicación del Convenio 169 de la OIT.

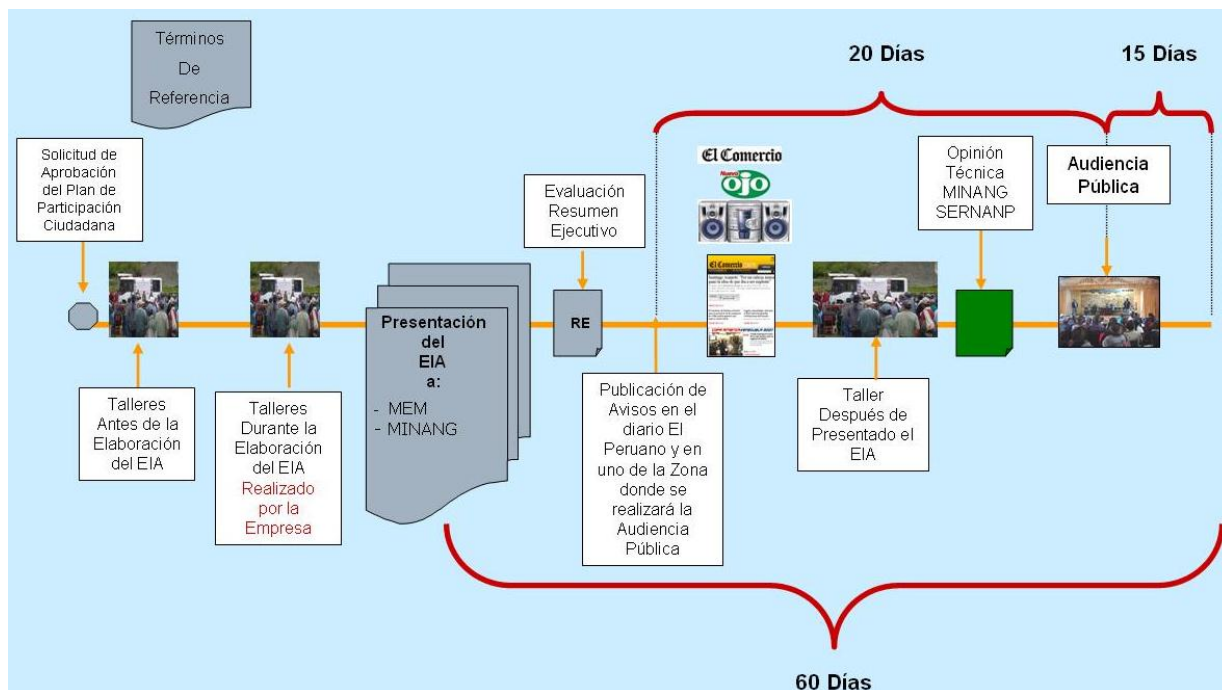
### 5.2.3 Perupetro

En Perú, la Autoridad Competente en materia de Licenciamiento ambiental es el la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE), perteneciente al Ministerio de Energía y Minas.

La DGAAE es el órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política, proponer y/o expedir la normatividad necesaria, así como promover la ejecución de actividades orientadas a la conservación y protección del medio ambiente referidas al desarrollo de las actividades energéticas; y, promover el fortalecimiento de las relaciones armoniosas de las empresas sectoriales con la sociedad civil que resulte involucrada con las actividades del Sector.

El Proceso de licenciamiento implica la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a dicha autoridad. Sin embargo, como se ve en la Figura 40, el proceso exige una serie de talleres en los que participan los ciudadanos de las poblaciones vecinas.

**Figura 40: Procedimiento para la Autorización Ambiental – Perú**



Fuente: Sitio Web del Ministerio de Energía y Minas de Perú ([www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe))

En Perú existen diferentes normas relacionadas con el licenciamiento social de las actividades de Exploración y Producción como se describen a continuación:

|   |   |
|---|---|
| <p><b><u>Ley 29785, Ley del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios</u></b></p> <p>Derecho de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados con el fin de alcanzar acuerdos respecto a medidas legislativas o administrativas que les afecten directamente</p> | <p><b><u>Ley 28611, Ley general del ambiente</u></b></p> <p>Lineamientos para el desarrollo sostenible de las zonas urbanas y rurales, ..., así como la conservación de los patrones culturales, conocimientos y estilos de vida de las comunidades tradicionales y los pueblos indígenas</p> |
| <p><b><u>Decreto Legislativo 346, Ley de Política Nacional de Población</u></b></p> <p>Las políticas consideran las variables culturales existentes en el país y respetan los derechos de las comunidades nativas y campesinas a las zonas territoriales que ocupan</p>                           | <p><b><u>Resolución Legislativa 26253</u></b></p> <p>Los pueblos deberán participar en la formulación, aplicación y evaluación de los planes y programas de desarrollo nacional y regional susceptibles de afectarles directamente</p>  |

Los procesos de consulta previa a las comunidades minoritarias incluyen las siguientes etapas:

- a. Identificación del proyecto que debe ser objeto de consulta
- b. Identificación de los pueblos minoritarios a ser consultados.
- c. Publicidad del proyecto a ser desarrollado
- d. Información sobre el proyecto y sus implicaciones
- e. Evaluación interna en las instituciones de las comunidades minoritarias sobre los proyectos
- f. Proceso de diálogo entre representantes
- g. Decisión

Perupetro lleva a cabo diálogos con poblaciones ubicadas en las áreas de influencia de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos o futuras áreas donde se prevén suscribir Contratos de Licencia, en el marco de:

El “Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades de Hidrocarburos”

Los “Lineamientos para la Participación Ciudadana en las Actividades de Hidrocarburos”

Los diálogos se llevan a cabo con la finalidad de promover una relación armoniosa con los diferentes actores de la Sociedad Civil, sobre la base del mutuo respeto y la voluntad de diálogo abierto entre todos, que permitan el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas.

Por ejemplo, en el año 2011 Perupetro llevo a cabo 2011 30 eventos relacionados a Participación Ciudadana:

21 de estos eventos corresponden a Eventos Presenciales de presentación del contratista en 5 departamentos (Lambayeque, Loreto, Piura, San Martín y Ucayali) y congregaron 913 participantes en total, entre autoridades locales, dirigentes, líderes, jefes de comunidades y población en general. Se realizaron para presentar las empresas contratistas y operadoras de los lotes ante las autoridades y población

**Figura 41: Eventos presenciales de presentación de contratistas Perupetro 2011**

| N° | Lote   | Lugar                        | Fecha      | N° de participantes |
|----|--------|------------------------------|------------|---------------------|
| 1  | 117    | C.N. Monterrico de Angoteros | 20.07.2011 | 200                 |
| 2  | 117    | Cabo Pantoja                 | 21.07.2011 | 66                  |
| 3  | 117    | Soplín Vargas                | 27.08.2011 | 200                 |
| 4  | 174    | Pucallpa                     | 09.11.2011 | 8                   |
| 5  | 174    | Atalaya                      | 22.11.2011 | 20                  |
| 6  | 174    | C.N. Ojeayo                  | 23.11.2011 | 76                  |
| 7  | 174    | C.N. Nueva Esperanza         | 25.11.2011 | 139                 |
| 8  | XXVIII | Piura                        | 05.12.2011 | 8                   |
| 9  | XXVIII | Piura                        | 05.12.2011 | 11                  |
| 10 | XXVIII | Sechura                      | 05.12.2011 | 9                   |
| 11 | XXVIII | Chulucanas                   | 06.12.2011 | 7                   |
| 12 | XXVIII | Catacaos                     | 06.12.2011 | 28                  |
| 13 | XXVIII | Chiclayo                     | 07.12.2011 | 12                  |
| 14 | XXVIII | Lambayeque                   | 07.12.2011 | 26                  |
| 15 | XXVIII | Olmos                        | 07.12.2011 | 15                  |
| 16 | 179    | Requena                      | 19.12.2011 | 34                  |
| 17 | 179    | Iquitos                      | 20.12.2011 | 10                  |
| 18 | 179    | Iquitos                      | 20.12.2011 | 9                   |
| 19 | 183    | Iquitos                      | 09.12.2011 | 10                  |
| 20 | 183    | Tarapoto                     | 16.12.2011 | 12                  |
| 21 | 188    | Pucallpa                     | 09.12.2011 | 13                  |

Fuente: Informe Gestión – Memoria Anual 2011 Perupetro



Para el desarrollo de los Eventos Presenciales, Perupetro utiliza diversos mecanismos de comunicación como avisos, spots radiales, comunicaciones dirigidas a autoridades, organizaciones representativas y poblaciones influenciadas con información complementaria de las actividades de hidrocarburos; así como reuniones y diálogo continuo a través de sus Oficinas Descentralizadas en Iquitos, Tarapoto, Pucallpa, Talara y Cusco, así como a través de la Oficina de Enlace en San Lorenzo.

## **5.2.4 CNH / Pemex**

La entidad encargada del licenciamiento ambiental en México es la Secretaria de Asuntos Ambientales. La SEMARNAT es la autoridad encargada de la evaluación de la Manifestación de Impacto Ambiental de las actividades de Petróleo y Gas las cuales en su mayoría son desarrolladas por Petroleos Mexicanos.-Pemex-.

El proceso de licenciamiento ambiental está diseñado para tener una duración de 60 días hábiles, sin embargo para los proyectos de mayor complejidad estos plazos pueden ser mayores. Como resultado de la evaluación de la Manifestación de Impacto se tiene como resultado:

- La autorización del MIA en los términos solicitados
- La autorización condicionada a modificaciones, medidas adicionales de prevención y mitigación. En este caso, la SEMARNAT señala los requerimientos a observarse en la realización de la obra o actividad
- La no autorización (por contravenir la Ley, por afectar especies amenazadas o por falsedad en la información)

Las actividades de Exploración y Producción que requieren Manifiesto de Impacto Ambiental incluyen:

- Actividades de perforación de pozos para la exploración y producción petrolera
- Plataformas de producción petrolera en zona marina
- Prospecciones sismológicas marinas distintas a las que utilizan pistones neumáticos, y prospecciones sismológicas terrestres excepto las que utilicen vibro sismos

La CNH aunque no participa directamente en el tema de licencias ambientales, se ha visto vinculada a algunos temas relacionados debido a la expedición de la reglamentación técnica de las operaciones como la regulación frente al Venteo de Gas Natural. Este tipo de normativa es de obligatorio cumplimiento por parte de Petróleos Mexicanos y todos sus contratistas en el desarrollo de las actividades exploración y producción.

## **5.2.5 ANCAP**

La Autoridad Competente en el licenciamiento medioambiental en Uruguay es la Dirección nacional de medio ambiente (DINAMA), la cual pertenece al Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA).

Es responsabilidad de ANCAP el acompañamiento a contratista y la DINAMA en la gestión de la obtención de las autorizaciones medioambientales que pudieran corresponder para el cumplimiento de los contratos de E&P (con la información y documentación suministrada por el Contratista). Esto se debe al elevado grado de conocimiento de la materia por parte de ANCAP y con el objetivo de facilitar el proceso a ambas partes. Así, entre otras tareas ANCAP acompaña al contratista en las reuniones con la DINAMA y asesora a esta última en el establecimiento de los requerimientos que debe solicitar a los contratistas que vayan a desarrollar actividades de E&P.

El contratista tiene las siguientes obligaciones:

Incluir las medidas para la conservación del medioambiente y de seguridad a implementar durante la fase de Explotación / Producción en la **Declaración de Comercialidad** de un yacimiento

Desarrollar las actividades objetivo del Contrato en forma compatible con la conservación y protección del medio ambiente y de cualquier otro recurso, empleando las **mejores técnicas disponibles** para prevenir y mitigar los impactos ambientales negativos

Efectuar un **uso racional de los recursos** naturales

Respetar los principios de Conducta Ambiental, consagrados en el **Código de Conducta Ambiental de ARPEL**, Declaración de San José-1997- Cartagena de Indias

Tramitar y solicitar la **Autorización Ambiental Previa**, mediante la presentación del Estudio de Impacto Ambiental en el MVOTMA, Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (según la Ley N° 16.466 y el Decreto 349/005). El procedimiento la obtención de la autorización del MVOTMA consta de las siguientes etapas:

**Tabla 19: Procedimiento para la Autorización Ambiental – Uruguay**

| Actividad  | Definición  | Plazos  |
|--|---|---|
| 1. Comunicación del Proyecto                     | Presentación a la Dirección Nacional de Medio Ambiente: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) identificación de los titulares del proyecto</li> <li>b) identificación de los propietarios del terreno</li> <li>c) identificación de los técnicos responsables de la elaboración y ejecución del proyecto</li> <li>d) localización y descripción del área, incluyendo cartografía oficial del Servicio Geográfico Militar</li> <li>e) descripción del proyecto y del entorno</li> <li>f) detalle de los posibles impactos ambientales que pudieran producirse, indicando para los negativos, las medidas de prevención, mitigación o corrección previstas</li> <li>g) clasificación del proyecto a criterio del técnico responsable de la comunicación del proyecto</li> <li>h) ficha ambiental del proyecto (resumen de la información anterior)</li> </ul> |   |
| 2. Clasificación del Proyecto                    | Categorías de clasificación en función de sus impactos ambientales: <ul style="list-style-type: none"> <li>A: proyectos cuya ejecución sólo presentaría impactos ambientales negativos no significativos</li> <li>B: proyectos cuya ejecución pueda tener impactos ambientales significativos moderados, cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas bien conocidas y fácilmente aplicables. Requieren un estudio de impacto ambiental sectorial</li> <li>C: proyectos cuya ejecución pueda producir impactos ambientales negativos significativos, se encuentren o no previstas medidas de prevención o mitigación. Requieren un estudio de impacto ambiental completo</li> </ul>  | 10 días hábiles por parte del MVOTMA para evaluar y ratificar o rectificar la información y clasificación propuesta por el interesado |
| 3. Solicitud de la Autorización Ambiental Previa | Presentación de, como mínimo, los documentos del proyecto y el Estudio de Impacto Ambiental   |   |
| 4. Puesta de manifiesto                          | El MVOTMA pondrá el Informe Ambiental Resumen a disposición de cualquier interesado que pueda revisarlo y formular por escrito las apreciaciones convenientes   | 20 días hábiles   |
| 5. Audiencia pública                             | Aplica, al menos, todos los proyectos que se hubieren clasificado en la categoría C, es decir, con impactos ambientales negativos significativos  |   |

|                              |   |   |
|------------------------------|---|---|
| 6. Resolución del Ministerio | <p>En función de la evaluación de los potenciales impactos del proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Autorización Ambiental Previa, cuando del proyecto sólo se deriven negativos residuales admisibles (impactos que no provoquen contaminación, depredación o destrucción del ambiente)</li> <li>■ Autorización Ambiental Previa, condicionada a la introducción de modificaciones en el proyecto o a la adopción de medidas de prevención o mitigación cuando del proyecto se deriven impactos ambientales negativos que puedan ser eliminados o reducidos a niveles admisibles</li> <li>■ Negación de la Autorización Ambiental Previa, cuando del proyecto se deriven negativos residuales no admisibles</li> </ul> | <p>Resolución del MVOTMA: máximo 120 días</p> <p>Vigencia de la Autorización: 3 años, salvo que se introduzcan modificaciones, reformas o ampliaciones significativas</p> |
|------------------------------|---|---|

Fuente: Decreto 349/005 "Reglamento de evaluación de impacto ambiental y autorizaciones ambientales"

## 5.2.6 G&P Neuquén

G&P no tiene ninguna participación en el proceso de licenciamiento ambiental para los contratos que celebra, salvo la colaboración con sus socios para agilizar el proceso.

El proceso implica la presentación de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y tiene una duración muy variable, pudiendo ir desde 2 semanas (zonas nuevas, vírgenes) a 3 meses (zonas revertidas, ya usadas) por bloque.

El proceso implica la presentación de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) con los contenidos que se muestran en la Figura 42.

**Figura 42: Contenidos de la Declaración de Impacto Ambiental – Neuquén**



Fuente: Sitio web Secretaría de Estado de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Provincia de Neuquén (<http://www4.neuquen.gov.ar/ma/main.php>)

En lo que se refiere a **Licenciamiento social**, no existe una norma específica que marque un proceso a seguir para la obtención de dicha licencia. De igual modo, no existe un requerimiento específico en las invitaciones de las rondas de licitación o en los contratos sobre la licencia social. Sin embargo, la Constitución Nacional, la provincial y el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) prevén procesos de consulta previa obligatoria e informada a las comunidades donde se van a desarrollar actividades

## 5.2.7 NPD

Existen dos autoridades relacionadas con el licenciamiento y control medioambiental y de seguridad en Noruega:

**Tabla 20: Funciones de las Autoridades de Seguridad y Medioambiente en Noruega**

| Autoridad Noruega  | Funciones   |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Ministerio de Petróleo y Energía</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Autoridad Competente en materia de:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Estudio de Impacto Ambiental (EIA)</li> <li>– Plan de Desarrollo y Operación (PDO)</li> </ul> </li> </ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Climate and Pollution Agency</li> </ul>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Emitir permisos para la descarga de emisión y establecer disposiciones</li> <li>■ Monitorear el cumplimiento medioambiental por parte de los operadores, mediante:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– auditorías e inspecciones</li> <li>– revisión de informes anuales</li> <li>– evaluación de los programas de vigilancia ambiental</li> </ul> </li> <li>■ Imponer sanciones</li> <li>■ Informar sobre la ocurrencia de incidentes graves</li> </ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Petroleum Safety Authority</li> </ul>       | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Regulador de Seguridad técnica y operativa, incluyendo                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– La vida humana, la salud y el bienestar</li> <li>– El entorno</li> <li>– La inversión financiera y la regularidad de funcionamiento</li> </ul> </li> <li>■ Preparación para emergencias</li> <li>■ Entorno de trabajo</li> <li>■ Papel clave en la calificación de los licenciarios</li> <li>■ Monitorear el cumplimiento medioambiental por parte de los operadores, mediante:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– auditorías e inspecciones</li> <li>– revisión de informes anuales</li> <li>– evaluación de los programas de vigilancia ambiental</li> </ul> </li> <li>■ Imponer sanciones</li> <li>■ Informar sobre la ocurrencia de incidentes graves</li> </ul> |

En lo que se refiere a la licencia ambiental, existen dos documentos necesarios para poder proceder con las operaciones:

Permiso de descarga

Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y Plan de Desarrollo y Operación (PDO)

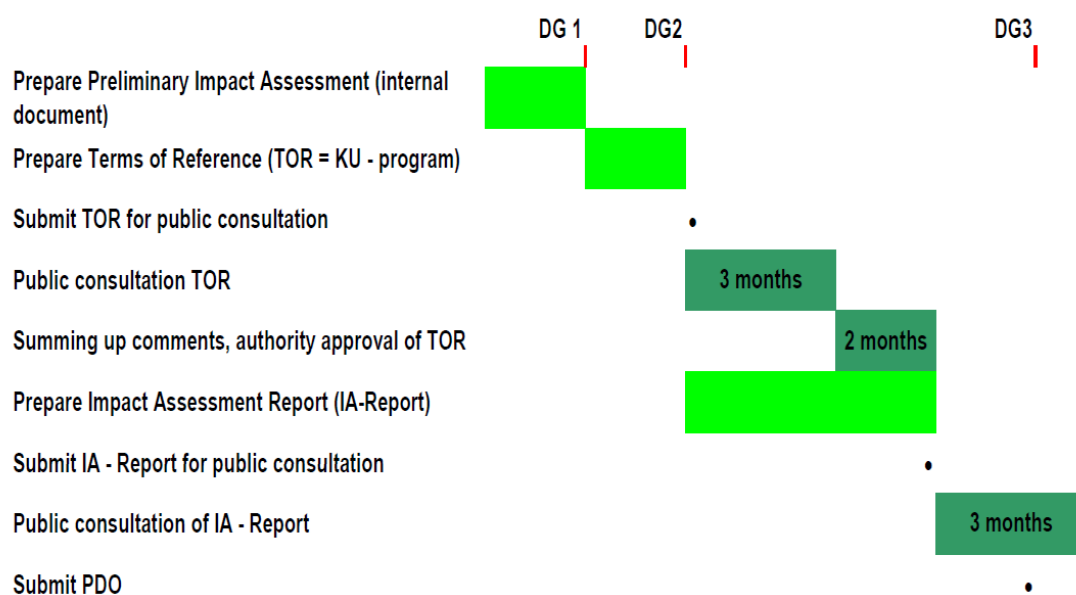
**Tabla 21: Permiso de Descarga en Noruega**

| Documento           | Definición   | Contenidos  |
|---------------------|--|---|
| Permiso de Descarga | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Es un permiso Individual expedida para cada planta (operador) y que contiene disposiciones específicas (además de las normas HSE)</li> <li>■ Sigue los siguientes principios                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– el que contamina paga</li> <li>– deben seguirse las mejores técnicas disponibles</li> <li>– principio de precaución</li> </ul> </li> <li>■ Debe ser actualizado cuando hay</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Definición de las actividades cubiertas</li> <li>■ Limitaciones sobre el consumo y la emisión de productos químicos y fluidos de perforación petrolera</li> <li>■ Disposiciones sobre inyección de agua producida y recortes de perforación</li> <li>■ Emisiones a la atmósfera (producción de energía, conductos de ventilación y flare)</li> <li>■ Preparación para emergencias</li> </ul> |

|  |  |  |
|--|--|--|
|  | <p>modificaciones (por ejemplo, si aumenta la producción)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Cada perforación de exploración requiere permiso separado (tema principal: los productos químicos y la preparación para emergencias)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sistema de Gestión de la energía</li> <li>■ Requisitos de monitoreo y notificación</li> <li>■ Disposiciones generales según Reglamento para reducir emisiones lo más posible, para evitar situaciones que impliquen su incumplimiento, sustitución de los productos químicos, gestión de residuos</li> <li>■ Duración limitada</li> </ul> |
|--|--|--|

El proceso de preparación y aplicación del EIA y el PDO se muestra en la Figura 43.

**Figura 43: Aplicación del EIA y PDO en Noruega**



Fuente: Statoil

En Noruega no existe una **Licencia Social** como tal para las actividades de E&P en Noruega. Sin embargo, el Estudio de Impacto Ambiental incluye un estudio de impactos de las actividades no sólo al medioambiente sino también a la salud y a la sociedad. Con el fin de asegurar el conocimiento y la participación de la sociedad, el proceso de IA incluye varias consultas públicas.

Figura 44: Ejemplos de Consultas Públicas durante el Licenciamiento Ambiental en Noruega



Fuente: "Impact assessments in Norway – Statoil's experience, why and how we do it in Norway and elsewhere", Steinar Eldøy

## 5.2.8 DGH

La Autoridad Competente en lo que a **Licenciamiento Ambiental** se refiere en India es el Ministerio del Medioambiente (*Ministry of Environment and Forests, MoEF*).

El DGH no participa en el Proceso de Licenciamiento Ambiental en la India. Es responsabilidad del operador obtener la autorización ambiental y forestal (*Environmental Clearance, EC* y *Forest Clearance, FC*) para poder comenzar las actividades de E&P contratadas.

Sin embargo, el DGH facilita los procesos del EC y FC entre el MoEF durante las fases de exploración y producción.

El proceso de aprobación de esta licencia puede durar hasta 1 año, variando en función del caso. Este proceso incluye una audiencia o presentación pública a las comunidades.

Aunque los contratistas no están obligados a obtener una Licencia Social para las actividades de E&P en la India, existe un programa de responsabilidad social (*Corporate Social Responsibility, CSR*) que establece una serie de inversiones destinadas a mejorar el bienestar de las comunidades vecinas a las áreas de E&P que los operadores deben abordar.

## 6 Identificación de buenas prácticas en temas de Investigación e Innovación

### 6.1 Actividades de Investigación e Innovación

Existen diferentes iniciativas para apoyar la Innovación y la Investigación en las diferentes agencias estudiadas.

**Figura 45: Ejemplos de Prácticas en Investigación e Innovación**











Fuente: Análisis Arthur D. Little

### 6.2 Resultados del Benchmarking

Como se puede observar en la siguiente Tabla, la mayoría de las agencias analizadas incluyen en sus contratos de exploración y producción de hidrocarburos cláusulas que obligan al aporte de recursos para el desarrollo de actividades de Investigación y Desarrollo.



**Tabla 22: Benchmarking – Inversión en Investigación y Desarrollo**

|   |   |   |   |
|---|---|---|---|
|  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Obligación de los operadores según contrato</li> <li>■ Costos asumidos por el contratista en función del número de hectáreas y del precio unitario: Máximo 100,000 USD</li> </ul>  |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Inversión del 1% de la renta bruta de los campos con alta producción y/o rentabilidad en proyectos de investigación y desarrollo tecnológico</li> <li>■ La ANP acredita institutos de investigación para ejecutar el 50% de proyectos y programas</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Pago a Perupetro (10,000 a 200,000 USD) para Capacitación a las comunidades para divulgar las actividades de E&amp;P</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 0.65% del valor anual de la producción petrolera para investigación</li> <li>■ Fondo con acceso por las diferentes entidades (CNH, Sener, IMP, Pemex) para la financiación de proyectos de investigación y desarrollo en la industria</li> </ul> |
|  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Pago para capacitación de personal ANCAP (100,000USD offshore, 50,000USD onshore)</li> <li>■ Comunicación de sus programas de capacitación, ANCAP puede incluir a su personal</li> <li>■ Capacitación de profesionales uruguayos si ANCAP lo solicita</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ G&amp;P exige un aporte destinado a la Fundación Alejandría, que financia el Centro de Tecnología Aplicada de Reservorios No Convencionales de Hidrocarburos</li> <li>■ El contenido local es un criterio obligatorio en la asignación de áreas</li> </ul>   |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ No existe ningún requerimiento de aporte económico para transferencia tecnológica</li> </ul>                                    |  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ No existe obligación de los contratistas de aportar un monto económico para Investigación e Innovación</li> </ul>  |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

Existen diferentes estrategias para el uso de los recursos acumulados los cuales abarcan desde el financiamiento de centros de investigación estatal hasta el desarrollo de actividades de capacitación por parte del contratista a mano de obra local.

Se destacan en este tema las políticas emprendidas por países como Brasil y/o Noruega donde se ha buscado establecer un equilibrio en el desarrollo de proyectos de investigación y desarrollo relevantes para la industria y el estado en el corto, mediano y largo plazo.

## 6.3 Análisis de cada Agencia

### 6.3.1 ANP

La ANP es la encargada de administrar los programas de Investigación y Desarrollo con base en las áreas de mayor interés para el Estado y la Industria. Conforme a la regulación vigente, el 1% de los ingresos brutos de los campos con producción extraordinaria se aplicaran a proyectos de R&D del Oil & Gas o Biocombustibles. Las principales inversiones en los últimos años se han enfocado en infraestructura para laboratorios (70%) e inversión en recursos humanos (20%)

Conforme a las políticas establecidas por la ANP, el 50% de los recursos de Investigación y Desarrollo deben ser utilizados en universidades y centros de desarrollo y el restante 50% en las facilidades de Concesionario o sus contratistas.

### Políticas de Contenido Nacional



El gobierno de Brasil ha adoptado la obligación de Contenido Nacional mínimo desde 1999. El propósito de las políticas de contenido nacional es incrementar la participación de proveedores de bienes y servicios nacionales en la cadena de valor de petróleo y gas. En las Rondas 1 a 4 la ANP solicitaba a las empresas la oferta de un % min de contenido nacional, en las Rondas 5 y 6 en el 2003 se estableció un mínimo que las compañías debían cumplir y a partir del 2005 se ha establecido un nivel máximo y mínimo para cada una de las fases de desarrollo de los bloques.

En el 2007 la ANH estableció un sistema de certificación del Contenido Nacional para facilitar el cumplimiento y verificación de los compromisos de las empresas. Las entidades certificadoras son ser independientes y acreditadas ante la ANP y son las responsables de medir y acreditar el contenido nacional de los bienes y servicios adquiridos con los operadores. Al 2013 existen 21 empresas certificadas acreditadas y al cierre del 2011 se habían emitido 7,200 certificados de cerca de 400 proveedores locales

Las empresas concesionarias reciben por parte de las certificadoras los documentos que acreditan el % de Contenido Nacional de cada factura y así se puede hacer un seguimiento al cumplimiento de sus obligaciones, el cual se debe realizar trimestralmente. En la última Ronda desarrollada en el 2013 para el Pre-Salt los requisitos de Contenido Nacional incluyeron: mínimo 37% para la fase exploración, 55% para la fase de desarrollo hasta el 2020 y 59% mínimo a partir del 2021. Para las rondas de negociación onshore los requisitos de Contenido Nacional pueden superar el 70% para la fase de desarrollo.

Las políticas de Contenido Nacional aunque tienen un interés de promoción de la industria nacional, también puedes presentar algunos desafíos como se describe a continuación:

**Tabla 23: Benchmarking – Inversión en Investigación y Desarrollo**

| Políticas de Contenido Nacional - Brasil   |  |
|--|--|
| Ventajas   | Desventajas  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Desarrollo de la industria local y generación de empleo para maximizar el impacto de la actividad petrolera</li> <li>■ Consolidación de programas entre Gobierno e industria (e.g.Prominp) para apoyar el desarrollo de la industria de servicios petroleros y el capital humano</li> <li>■ Desarrollo de diversos centros tecnológicos y de operaciones para la construcción de semi-sumergibles, construcción de FPSOs y desarrollo de proveedores especializados en equipos sumergibles</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Dificultad para hacer seguimiento y auditar el Contenido Nacional por concesión</li> <li>■ Incremento de los costos locales para servicios de petroleros por la creciente demanda y compromisos de contenido local</li> <li>■ Demoras en la ejecución de los proyectos por limitada capacidad e los proveedores</li> <li>■ Acceso limitado a tecnologías de punta para el desarrollo de recursos hidrocarburíferos complejos</li> </ul> |

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

La ANP funciona también como un centro de referencia de datos y conocimiento sobre la industria del petróleo y del gas natural: mantiene el Banco de Datos de Explotación y Producción (BDEP), realiza investigaciones periódicas sobre la calidad de los combustibles y sobre los precios en la comercialización de esos productos, y promueve estudios sobre el desarrollo del sector

### **6.3.2 Perupetro**

Entre las iniciativas de investigación que ha venido realizando Perupetro en los últimos años, cabe señalar las siguientes:

Convenios de Cooperación Nacionales e Internacionales con diferentes entidades (por ejemplo, con la Asociación de Empresas Petroleras de Canadá) para la elaboración de estudios piloto de nuevas tecnologías en áreas determinadas

Convenios con entidades para la elaboración de estudios de Sísmica especulativa. Para estos estudios se fija un periodo en el que las empresas poseen la información y pueden venderla (Petroperu solo ejerce la supervisión de los estudios) y después de ese periodo la información pasa a ser propiedad exclusiva Perupetro

Colaboración con otras agencias para investigar temas específicos (por ejemplo, tienen convenios de colaboración para el estudio de no convencionales con Argentina)

Establecimiento de contratos para la capacitación al personal de Perupetro (generalmente mediante Maestrías) y a miembros del sector (en particular, un tercio del personal fijo de Perupetro es personal becado, aproximadamente 30 personas, con la posibilidad eventual de ser contratados posteriormente)

Además, los contratos E&P establecen la obligación del Contratista de poner a disposición de Perupetro durante toda la vigencia del Contrato un monto económico destinado al fortalecimiento de capacidades de las Comunidades y Capacitación a dichas comunidades con el fin de divulgar las actividades que tienen lugar en los campos vecinos. Este monto varía en las diferentes etapas de un contrato (desde 10,000 a 200,000 USD) en función del nivel de producción del periodo anterior.

### **6.3.3 CNH / Pemex**

El marco fiscal Mexicano establece un aporte o cuota de 0.65% del valor anual de la producción petrolera para actividades de investigación científica y tecnológica. Estos recursos son recaudados en un fondo central independiente al cual tienen acceso las diferentes entidades del sector (CNH, Sener, IMP, Pemex) para la financiación de proyectos de investigación y desarrollo en la industria. Los recursos de los fondos de Investigación y Desarrollo son asignados a diferentes proyectos conforme a la decisión del comité integrado por las diferentes entidades del sector y las prioridades que establezca el gobierno.

La CNH no lleva a cabo ninguna actividad de adquisición de información técnica de las cuencas sedimentarias del país. Teniendo en cuenta que México cuenta con el Instituto Mexicano del Petróleo IMP, es este centro de investigación el encargado de hacer toda la investigación necesaria para estimar el potencial de hidrocarburos y los proyectos de Investigación y Desarrollo prioritarios para el Gobierno.

### **6.3.4 ANCAP**

Entre las actividades de investigación que ha venido realizando ANCAP en los últimos años, cabe señalar los estudios geofísicos realizados:

En Onshore se han venido probando y validando (con resultados de obtenidos mediante otros métodos) nuevos métodos geofísicos

En Offshore, se han venido realizando Estudios Multi-cliente y Sísmicos (6,300km en 2011)

Además, los contratos E&P establecen la obligación del Contratista de poner a disposición de ANCAP durante toda la vigencia del Contrato 100,000 USD en el caso de contratos offshore y 50,000 USD en el caso de contratos onshore con destino a capacitación (netos, libres de gastos bancarios e impuestos). ANCAP en la actualidad viene utilizando estos montos para la capacitación de personal propio (se consideró la creación de una Fundación o Instituto para canalizar este presupuesto con el fin de fomentar la capacitación nacional del sector; sin embargo esta propuesta fue rechazada por el Tribunal de Cuentas de Uruguay).

Adicionalmente, son obligaciones del contratista las siguientes:

Comunicación a ANCAP de los programas de capacitación que establezca para su personal, teniendo ANCAP el derecho de solicitar la inclusión en tales programas del personal que ella determine

Ejecución de un programa de capacitación de profesionales uruguayos, cuando ANCAP, así se lo solicite

En la experiencia de ANCAP la inversión en capacitación crea un valor agregado para el país en el sentido que, la inversión en Uruguay se hace cada vez más atractiva para Majors, obteniéndose así ofertas mejores para áreas en las que la información es mayor y más confiable.

ANCAP tiene una estrategia de capacitación para su personal mediante programas de Maestría y Doctorados en las diferentes materias de Exploración y Producción. Parte de la planificación gerencial es destinar el 30% del presupuesto de la Gerencia de E&P para la capacitación de personal existente y nuevo (se prevé en duplicar el grupo en un futuro próximo).

### **6.3.5 G&P Neuquén**

Dentro de las actividades de las actividades de Investigación e Innovación que se llevan a cabo en la Provincia de Neuquén, puede distinguirse en las llevadas a cabo por los dos jugadores principales:

G&P Neuquén: no lleva a cabo actividades de Investigación e Innovación, salvo aquellas que realiza internamente para su propio desarrollo

Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos:

- Convenios Cooperación Técnica evaluación de potencial de no convencionales con universidades nacionales e internacionales (por ejemplo con la Universidad de Utah, en Estados Unidos)
- Fundación Alejandría: se trata de un ente de desarrollo tecnológico enfocado en los reservorios no convencionales y otros como recuperaciones terciarias. Se financia a través del aporte estipulado en los contratos (en las rondas 2009-2010)

### **6.3.6 NPD**

La nueva tecnología ha jugado un papel importante en el logro de una explotación óptima y respetuosa con el medio ambiente de los recursos en la plataforma continental noruega. Condiciones favorables propuestas por las autoridades han proporcionado a las empresas incentivos para llevar a cabo la investigación y el desarrollo tecnológico. La estrecha colaboración entre las compañías petroleras, proveedores e instituciones de investigación ha sido una condición previa para este desarrollo. La tecnología desarrollada en la plataforma continental noruega ha proporcionado además a la industria de proveedores de Noruega una ventaja competitiva a nivel internacional.

La plataforma continental noruega se enfrenta a varios nuevos retos:

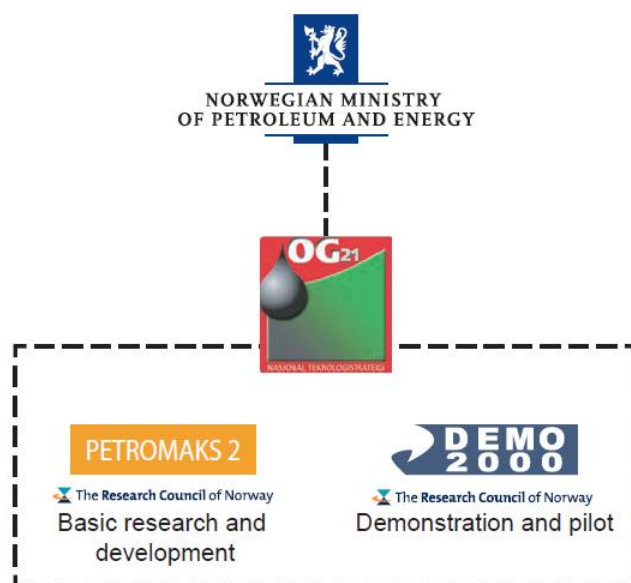
Reducción en el número de descubrimientos y desarrollos

La producción de los recursos restantes es cada vez más exigente.

Por lo tanto, cada vez se hace más difícil para los proyectos individuales financiar el desarrollo tecnológico. Se necesita un enfoque continuo en la investigación y el desarrollo de las partes involucradas en la plataforma continental noruega y el Estado como propietario del recurso.

La Figura 46 muestra cómo está involucrado el Ministerio de Petróleo y Energía en la investigación del sector de los hidrocarburos en Noruega.

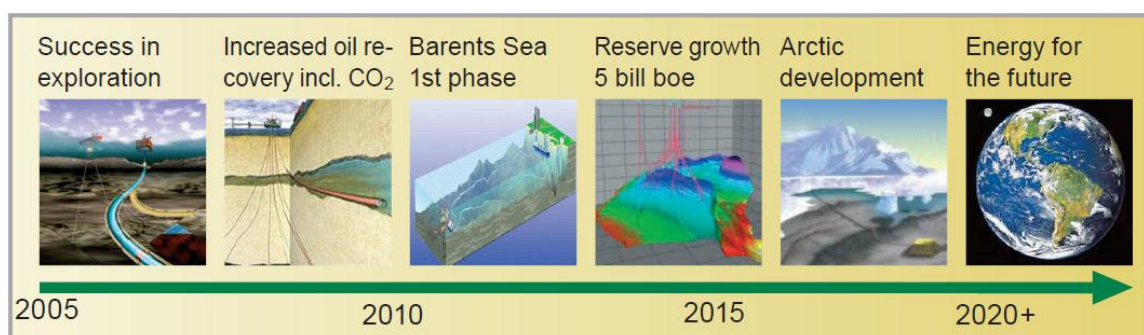
**Figura 46: Participación del MPE de Noruega en Investigación petrolera**



Fuente: NPD – Facts 2013

Para hacer frente a los desafíos relacionados con la actividad petrolera, el Ministerio de Petróleo y Energía lanzó en 2001 la Estrategia *Oil and Gas in the 21st Century* (OG21) cuyo mapa de ruta se muestra en la Figura 47. Esta estrategia ha permitido a las compañías petroleras, universidades, instituciones de investigación, proveedores y las autoridades acordar una estrategia conjunta de la tecnología nacional de petróleo y gas.

**Figura 47: Mapa de Ruta de la Estrategia OG21 del MPE de Noruega**



Fuente: NPD – Facts 2013

Para alcanzar las metas de dicha estrategia, el Estado proporciona incentivos para la investigación y desarrollo tecnológico principalmente a través de aportaciones económicas al Research Council de Noruega. Dichos fondos se destinan principalmente a dos programas de Investigación:

**PETROMAKS 2:** se trata de un programa de apoyo una amplia gama de proyectos desde investigación básica a proyectos de innovación a escala industrias. Tiene la responsabilidad de gestionar de forma óptima los recursos petroleros de Noruega y el desarrollo industrial orientado hacia el futuro en el sector. Desde 2003, alrededor de 2,000 millones NOK (aproximadamente 340 millones USD) se han destinado a 341 proyectos y 84 anteproyectos. Esto ha dado lugar a 2,100 millones NOK en financiamiento adicional, principalmente desde la industria. Se trata de un importante instrumento de promoción de la investigación a largo plazo y el desarrollo de conocimiento especializado. Desde sus comienzos en 2003, ha financiado 430 becarios de investigación (doctorado y posdoctorado).

**DEMO 2000:** se trata de instrumento para probar nuevas soluciones tecnológicas en la industria petrolera. El objetivo del programa es reducir los costos y el riesgo para la industria, apoyando proyectos piloto y demostraciones. DEMO 2000 también funciona como un espacio de colaboración entre las compañías petroleras y otras empresas proveedoras. Desde sus comienzos en 1999, DEMO 2000 ha apoyado 260 proyectos piloto. Los costes totales asociados a estos proyectos asciende a 3200 millones NOK, y las autoridades han aportado cerca de 800 millones NOK a través del Presupuesto Nacional.

### **6.3.7 DGH**

El DGH no lleva a cabo iniciativas de Investigación y Desarrollo. Así mismo, los contratos E&P no establecen la obligación del Contratista de poner a disposición del Gobierno ni del DGH de ningún monto destinado a Investigación, Desarrollo, Innovación y/o Capacitación.

Los estudios geofísicos son llevados a cabo por terceras partes y los ofertantes, durante las licitaciones, pagan por la información disponible.

## 7 Puntos Específicos de Análisis

### 7.1 Hidrocarburos no convencionales

Hidrocarburos no convencionales son hidrocarburos atrapados por un conjunto de varios mecanismos geológicos o físicos, tales como bajas permeabilidades, la presión anormal, y los mecanismos de adsorción, que requieren esfuerzos adicionales o de estimulación para ser extraídos del subsuelo y son por lo tanto más costoso de producir.

**Figura 48: Tipos de Hidrocarburos Convencionales**

|   |  |
|---|--|
| <b>Arenas bituminosas / Bitumen / Crudo extrapesado</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Situado en o cerca de la superficie; básicamente petróleo crudo que se ha oxidado en contacto con el aire y donde los componentes del fluido se han evaporado</li> </ul>  |
| <b>Shale Gas / Tight Gas</b>                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Shale gas: gas en las formaciones de esquisto poroso a profundidades entre 0.5 y 3 km. El contenido de metano varía, pero el gas puede ser usado sin mayor procesamiento en la mayoría de los casos</li> <li>■ Tight gas es shale gas atrapado en rocas duras e impermeables</li> </ul> |
| <b>Coal-Bed Methane</b>                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Metano que se ha adsorbido en el carbón en depósitos subterráneos, que reviste el interior de los poros en el carbón. Es un riesgo de seguridad para la minería del carbón</li> </ul>   |
| <b>Hidratos de Gas</b>                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sólidos de hielo formados de agua y gas natural en las regiones del norte o sedimentos de aguas profundas en alta mar</li> </ul>  |
| <b>Shale Oil</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Situado en varias profundidades, también en el mar. Rocas sedimentarias dura que contienen materia orgánica. Puede contener muchos minerales valiosos. También extraído como una fuente de cemento</li> </ul>   |









Fuente: Análisis de Arthur D.Little

### 7.2 Resultados del Benchmarking

Como se muestra en las tabla resumen a continuación, el desarrollo de políticas diferenciadas para el desarrollo de recursos no convencionales o recursos en aguas profundas no ha avanzado a la misma velocidad en todos los países analizados. Teniendo en cuenta el potencial de los recursos no convencionales en países como India y Argentina, estas agencias han avanzado aceleradamente en la definición de una regulación suficientemente atractiva para el desarrollo de recursos CBM, Shale Oil y Shale Gas. En el caso de Brasil debido a la confirmación de las inmensas reservas en el Pre-salt el gobierno decidió crear un nuevo marco fiscal y regulatorio para el desarrollo de estos recursos como se detalla en el presente capítulo.





**Figura 49: Comparación de la Regulación para Hidrocarburos No Convencionales**



|  |  |   |   |
|--|--|---|---|
|  <ul style="list-style-type: none"> <li>Regalías equivalentes al 60% de las aplicables a hidrocarburos convencionales</li> <li>Precio base más alto para activar la clausula de Precios Altos</li> <li>Periodos exploratorios más largos (8 años)</li> </ul>                                      |  <ul style="list-style-type: none"> <li>La ANP esta centrada en mejorar la información geológica y no hay aun regulación especial</li> <li>En la ronda 2013 se incluyó una clausula que amplia el periodo de exploratorio de hasta 7 años para no convencional</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>No tiene un modelo ni estrategia específicos</li> <li>Investigación actual para identificar la mejor forma de adaptar sus contratos para incorporar el potencial de hidrocarburos no convencionales.</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>No se ha definido una regulación especial</li> <li>Grupo interinstitucional liderado por la CNH (autoridades ambientales, política energética y Pemex) para definir marco regulatorio de la explotación de No convencionales.</li> </ul> |
|  <ul style="list-style-type: none"> <li>No distingue entre convencionales y no convencionales en sus procesos de licitación ni en las actividades de promoción</li> <li>Se prevé comenzar la evaluación del potencial de hidrocarburos no convencionales en la Cuenca Norte de Uruguay</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>Periodos exploratorios más largos (6 años)</li> <li>Existe una iniciativa muy importante para la investigación y promoción del Shale Gas de la región de la Subsecretaria de Minería e Hidrocarburos del Neuquén</li> </ul>       |  <ul style="list-style-type: none"> <li>No aplica – no hay modelo ni estrategia para no convencionales en Noruega</li> </ul>  |  <ul style="list-style-type: none"> <li>Rondas de licitación dedicadas para Coal Bed Methane (CBM)</li> </ul>  |

Fuente: Análisis de Arthur D.Little

**Figura 50: Comparación de la Regulación para Hidrocarburos en Aguas Profundas**

|  |   |  |   |
|--|---|--|---|
|  <ul style="list-style-type: none"> <li>La producción paga regalías equivalente al 60% de la tasa para campos convencionales</li> <li>Periodo exploratorio de 6 años</li> </ul>   |  <ul style="list-style-type: none"> <li>Los bloques del Pre-Salt se explotan bajo esquema PSC con participación obligatoria de min 30% de Petrobras</li> <li>La diferenciación de regalías para bloques en aguas profundas se establece conforme a la producción de cada bloque</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>No da un tratamiento diferenciado, ni existe un reglamento específico en el país, para las actividades de E&amp;P en aguas profundas.</li> </ul>   |  <ul style="list-style-type: none"> <li>El régimen para producción offshore de México es poco competitivo</li> <li>Existe una tasa especial de impuestos sobre ingresos Netos del 36% vs. el 71% de tasa la ordinaria</li> </ul> |
|  <ul style="list-style-type: none"> <li>Offshore muy diverso en profundidades de las aguas</li> <li>No se diferencia en los procesos contractuales</li> <li>Para áreas de deepwater se está evaluando:             <ul style="list-style-type: none"> <li>incrementar la duración de periodos Exploración</li> <li>definir y especificar estas áreas en rondas futuras</li> </ul> </li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>No aplica</li> </ul>   |  <ul style="list-style-type: none"> <li>NPD está llevando cabo estudios sísmicos aumentar el conocimiento geológico de las áreas de aguas profundas (2014)</li> <li>Hasta los descubrimientos en deepwater no han sido exitosos</li> </ul> |  <ul style="list-style-type: none"> <li>Periodo exploratorio total de 8 años para deepwater (frente a 7 aguas someras)</li> </ul>  |

Fuente: Análisis de Arthur D.Little

## 7.3 Prácticas Detalladas de Hidrocarburos No Convencionales

Existe una gran diversidad en el tratamiento de los yacimientos no convencionales dentro de los países o agencias considerados en el análisis.

DGH (India) y G&P (Neuquén) han celebrado rondas de licitación específicas para hidrocarburos no convencionales

Otras agencias como Perupetro, CNH y ANCAP están comenzando a evaluar la mejor forma de adaptar sus estrategias y contratos considerando estos recursos

En algunos casos (como G&P Neuquén) el operador puede explotar todos los hidrocarburos en el bloque asignado, independientemente de si estos están en yacimientos convencionales o no convencionales. En otros casos (como ANH Colombia) los contratos de E&P exigen que el contratista al que se le ha asignado un bloque no convencional, en caso de encontrar no convencionales, cuente con una habilitación especial para su explotación

### 7.3.1 G&P Neuquén

En el año 2011 la EIA (*Energy Information Administration*) de USA, ubica a la Cuenca Neuquina como la tercera cuenca más importante en el mundo en recursos de shale gas.

Figura 51: Cuenas de Shale Gas en Argentina

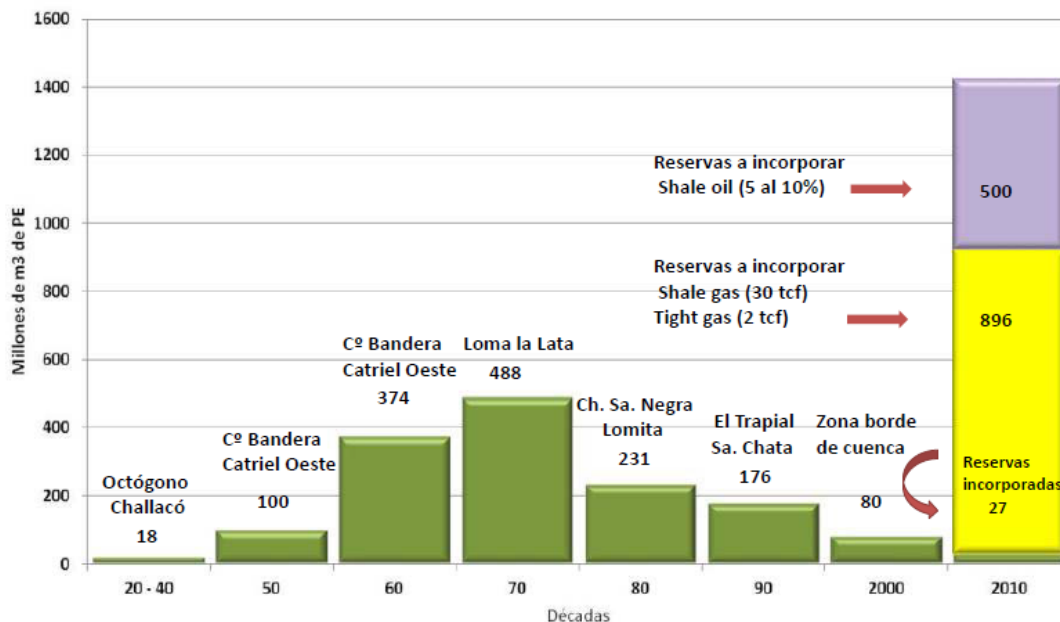


Fuente: World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, EIA, (2011)

Recientemente durante el presente año, la misma Agencia analiza y reubica a la Cuenca Neuquina en mejor lugar que el anterior, analizando formaciones de Vaca Muerta y Los Molles.



Figura 52: Evolución Incorporación de reservas en Neuquén



Fuente: Experiencia Argentina En No Convencionales Cuenca Neuquina. 3º Simposio de Gas No Convencional Rio de Janeiro (Brasil), Septiembre 2013

Las diferentes iniciativas para el desarrollo y promoción de los recursos no convencionales han incrementado la inversión en Neuquén. Algunas de estas diferentes iniciativas proactivas para la explotación de recursos no convencionales por parte de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos del Neuquén:

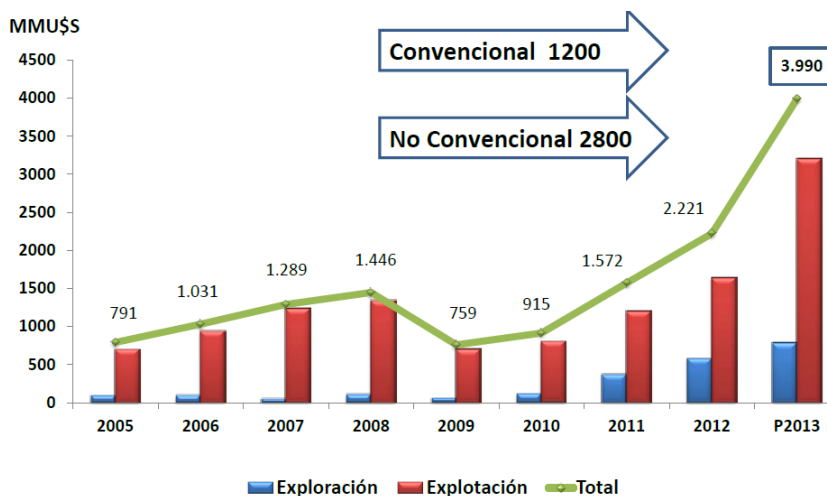
Establecimiento de normas para el control de la explotación de no convencionales (por ejemplo, el reciclado de los fluidos de retorno de fracturas, Decreto 1483/12)

Amplia difusión y promoción del tema en la sociedad (por ejemplo, detallada información en el sitio web de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos)

Coordinar acciones conjuntas con operadoras y concesionarias para un mejor conocimiento técnico de los recursos de reservorios no convencionales (por ejemplo, mediante convenios de colaboración con centros de investigación nacionales e internacionales como las universidades de y Utah)

La inversión en recursos no convencionales ha venido aumentando en la cuenca neuquina.

Figura 53: Comparación inversiones capitalizables en Neuquén



Fuente: Experiencia Argentina En No Convencionales Cuenca Neuquina. 3º Simposio de Gas No Convencional Rio de Janeiro (Brasil), Septiembre 2013

G&P ha creado el Centro de Tecnología Aplicada de Reservorios No Convencionales de Hidrocarburos que se financia mediante los aportes de los contratos a la fundación Alejandría.

Figura 54: Centro de Tecnología Aplicada de Yacimientos No Convencionales

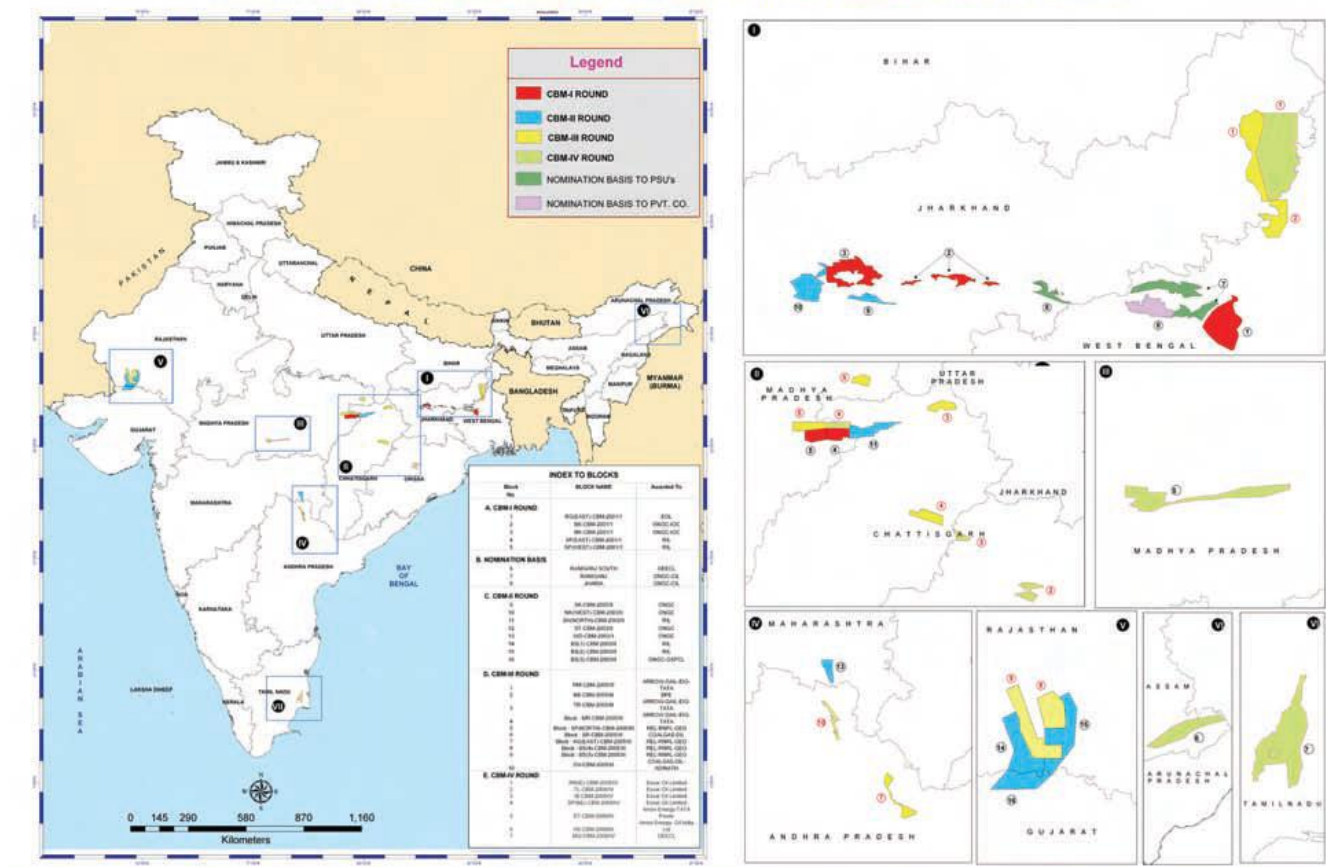


Fuente: Mesa Redonda – Gas de Formaciones de Baja Permeabilidad, ¿Moda o Tendencia?, A. Rubén Etcheverry

### 7.3.2 DGH India

En India, además de las rondas NELP, desde 2001, se han celebrado 4 rondas dedicadas para CBM (Coal Bed Methane). India tiene 26,000km<sup>2</sup> de CBM, con actividades de exploración en un 52%. La producción comercial de CBM ya ha comenzado en el bloque Raniganj (West Bengal).

Figura 55: Bloques CBM asignados en India



Fuente: DGH Petroleum Exploration and Production Activity Report 2010-2011

La política CBM del DGH ofrece un atractivo punto de vista fiscal y contractual, en el que destacan:

- No hay participación del Gobierno, ni pagos por adelantado, ni bonos a la firma
- Exención del pago de derechos de aduana sobre las importaciones para la operación
- Posibilidad de cancelar el contrato al final de la Fase I y II
- Posibilidad de vender gas en el mercado interno
- Siete años de exenciones fiscales

Algunas diferencias contractuales se detallan a continuación:

|  | Rondas CBM   | Rondas NELP  |
|--|--|--|
| <b>Duración de los contratos – Fase de exploración</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 6 años + prórroga (1 año máximo)</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 4 años + prórroga (1 año máximo)</li> </ul>   |
| <b>Criterios ponderados de asignación de áreas</b>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 25%: Capacidad técnica</li> <li>■ 25%: Programa de Trabajo comprometido</li> <li>■ 50%: Paquete fiscal, participación ofrecida al Gobierno de la India (GOI)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 30%: Capacidad técnica</li> <li>■ 35%: Programa de Trabajo comprometido</li> <li>■ 35%: Paquete fiscal, nivel de la producción (Production Level Payment, PLP) ofertado al GOI</li> </ul> |

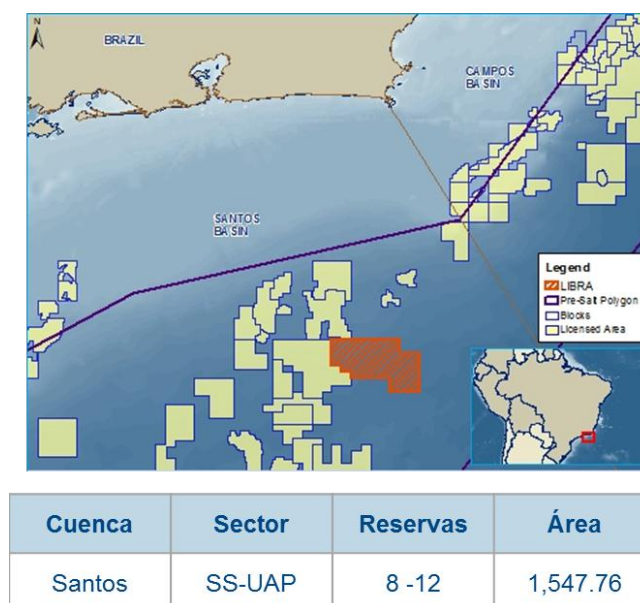
|                                 |   |   |
|---------------------------------|---|---|
| <b>Regalías</b>                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>10%</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Onshore: 12.5%</li> <li>Offshore: 10% (someras), 5% (profundas)</li> </ul>                       |
| <b>Participación del Estado</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>No considera la recuperación de costes por el contratista.</li> <li>El contratista ofrece un volumen de la producción</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Impuesto al contratista sobre profit oil: 35% corporaciones locales y 40% extranjeras</li> </ul> |

## 7.4 Prácticas Detalladas de Aguas Profundas

Luego de la confirmación de la magnitud de los recursos petroleros en el Pre-Salt, el gobierno brasileño decidió establecer un nuevo esquema para el desarrollo de estos recursos, dada la alta prospectividad de estos bloques. Mientras que el resto de los recursos hidrocarbúricos de Brasil se desarrollan bajo un modelo de Concesión, se decidió que los recursos en Aguas Profundas del Presal se desarrollarían mediante un modelo de Contrato de Producción Compartida con Petrobras.

Actualmente los bloques del Pre-Salt en Brasil cuentan con una producción de 295 Mbd y 9 MM de m3/d. Las reservas de Libra (el primer bloque asignado mediante una Ronda de Negociación) se estiman entre 8 – 12 billones de barriles de crudo liviano con 27 API. El plazo total del contrato es de 35 años incluyendo 4 años de fase exploratoria.

**Figura 56: Bloque Libra – Primera Ronda Pre-Salt Brasil**



Fuente: ANP

Para poder entrar en la ronda la ANP estableció un fee de participación de aprox USD \$1MM además de un bono de entrada equivalente a cerca de USD \$ 6.6 billones. Para este primer bloque los compromisos exploratorios min incluyen:

| Sísmica 3D | Pozos Exp | Min objetivo Estratigra. | Pruebas extensas de Pozos | Garantía Financiera |
|------------|-----------|--------------------------|---------------------------|---------------------|
| 1,547      | 2         | Fm Itapema               | 1                         | 305 MM              |

Conforme a la regulación establecida para la explotación de los recursos Presal, la participación del gobierno en la utilidad no puede ser menor al 40% (ajustada por la ANP al 41.65%), considerando un precio de US \$105.00 por barril.

Otra de las condiciones singulares de estos contratos es que Petrobras es único operador y debe tener una participación mínima del 30%. El ganador de la Ronda se determina con base en la mayor participación ofrecida en el "Profit Oil" con un precio Brent USD100 – USD120 y productividad promedio de 10mbl and 12mbl por día por pozo. La nueva empresa Pre-Salt Petróleo o "PPSA" es la encargada de administrar la participación del estado en el contrato y participa en el Comité Directivo del Consorcio.

Adicionalmente en la Ronda se han establecido porcentajes especiales de contenido nacional: 37% en la fase exploratoria, 55% hasta el 2021 y 59% hasta la terminación del contrato

## 8 Conclusiones y Recomendaciones para la ANH

La creación de las Agencias Estatales ha respondido principalmente a la necesidad de contar con un organismo del gobierno enfocado en la promoción y seguimiento a las actividades de Exploración y Producción Petrolera y en este sentido el modelo más utilizado por las Agencias para la promoción de actividades de E&P es el de Concesiones con Fases de Exploración variables dependiendo el tipo de recursos y Fases de explotación alrededor de los 30 años

Todas las Agencias analizadas han puesto en marcha mecanismos de preselección de proponentes que les permitan evaluar la experiencia técnica y el respaldo financiero necesario para cumplir cabalmente con los compromisos laborales y exigen garantías para mitigar riesgos de incumplimientos

La asignación de los bloques responde principalmente a una oferta por mayor participación del Estado en la renta del campo ya sea en utilidades o en producción y también en la oferta de mayor actividad exploratoria. En menor medida países como Brasil ponderan la oferta de Contenido Nacional

El government take de los países analizados se encuentra en el 60% y el 80% para hidrocarburos convencionales. El government take para la explotación de recursos no convencionales en países como Argentina es aun altamente variable por el reciente desarrollo de los recursos.

Los temas ambientales usualmente son manejados por organismos estatales. En los contratos de Producción Compartida las empresas estatales apoyan activamente a sus asociados en los procesos de licenciamiento ambiental, sin embargo en los modelo de concesión la Agencia mantiene una posición más independiente

Los procesos de licenciamiento ambiental varían entre 3 meses y 14 meses, siendo el promedio de Colombia uno de los más altos en comparación con los demás países

El desarrollo de términos fiscales y regulación para la explotación de recursos no convencionales no ha evolucionado a la misma velocidad. Neuquén e India han realizado varias rondas de CBM y Shale Gas/Oil en los últimos tres años mientras que países como Brasil, Perú o México aún están en el proceso de definir la regulación y el ajuste a los términos fiscales

Las estrategias de Investigación y Desarrollo en Brasil y Noruega han buscado fortalecer la industria nacional en las áreas que consideran claves para seguir incrementando el contenido nacional del país. Las estrategias R&D buscan responder a los intereses inmediatos de la industria y los sectores prioritarios definidos por el gobierno

Las agencias latinoamericanas enfrentan retos importantes para continuar atrayendo inversión internacional para el desarrollo las actividades de E&P en la región entre los que se encuentran:

- Mantener un régimen fiscal competitivo ante cambios en las percepciones de prospectividad
- Desarrollar regulaciones claras e incentivos adecuados para la explotación de hidrocarburos no convencionales
- Lograr una coordinación adecuada de esfuerzos con las autoridades ambientales para asegurar la agilidad requerida en los procesos de la licenciamiento ambiental
- Contribuir con los procesos de concertación social para asegurar un desarrollo armónico de los recursos



- Mantener un balance adecuado entre el poder de la empresa estatal y la participación de otros actores en el mercado
- Asegurar la incorporación de tecnologías y conocimientos para la explotación de recursos no convencionales o cuencas en aguas profundas
- Mantener un ritmo adecuado en la velocidad de las rondas para asegurar la colocación óptima de nuevas área o áreas recicladas

## 8.1 Recomendaciones para la Agencia Nacional de Hidrocarburos

Las recomendaciones para la ANH las hemos segmentado en los diferentes temas analizados:

### ■ Promoción y Asignación de Áreas:

La ANH, al igual que la mayoría de las Agencias analizadas, realiza inversiones en el levantamiento de información técnica para el calentamiento de nuevas áreas. Es importante evaluar detalladamente que áreas requieren de este tipo de inversiones del gobierno y cuáles podrían ser ofertadas a privados con los incentivos adecuados para que puedan asumir los riesgos. En todos los casos se debe asegurar el lanzamiento de bloques en las Rondas que cuenten con información suficiente para que los inversionistas puedan evaluar sus riesgos y oportunidades y de esta forma asegurar la asignación de la mayoría de áreas ofertadas.

La mayoría de las Agencias tratan de mantener Rondas de Negociación periódicas, en el caso de la ANH es importante asegurar un ritmo continuo de oferta de áreas y/o rondas de negociación para mantener el interés de los inversionistas y seguir apoyando el crecimiento del sector.

Si bien la ANH se ha movido dentro de la tendencia de las Agencias Reguladoras a asignar los bloques con base en la mayor participación que reciba el Estado en la renta petrolera, es importante que en las áreas fronterizas o de menor información se le dé prioridad a aspectos como la inversión en exploración mínima comprometida.

En temas de Promoción la ANH sigue siendo uno de los modelos reconocidos internacionalmente y en general se encuentra alineada a lo que realizan las otras Agencias analizadas. Es recomendable que la ANH continúe con los esfuerzos de promoción, incluso cuando no hay Rondas en el corto plazo, con el fin de mantener el reconocimiento de los inversionistas internacionales. Los esfuerzos de promoción igualmente se pueden complementar realizando acercamientos uno a uno con empresas que aún no tengan presencia en Colombia.

### ■ Aspectos Medio Ambientales y Manejo de Comunidades:

Aunque la mayoría de las Agencias se mantienen una posición independiente frente al licenciamiento ambiental y social de los concesionarios, es importante que la ANH tenga el liderazgo en la coordinación de esfuerzos interinstitucionales para asegurar una disminución en los tiempos dedicados al licenciamiento ambiental con el fin de evitar retrasos en la ejecución de los proyectos.

Dado que Colombia cuenta con los mayores plazos en comparación con los países analizados, la ANH debe hacer un esfuerzo mayor en asegurar que antes de la Ronda y durante la asignación de los bloques, los inversionistas tengan información suficiente de las condiciones ambientales y sociales de los mismos, los procesos de licenciamiento ambiental y los requisitos de consulta previa.

## ■ **Actividades de Investigación y Desarrollo:**

La exigencia de contenido local en las rondas de negociación ha venido siendo implementadas por diferentes Agencias para asegurar la captura de los beneficios adicionales provenientes del desarrollo de industrias conexas a la actividad petrolera.

La ANH debe establecer una estrategia para definir hasta qué punto la industria nacional podría apoyar el desarrollo de las operaciones de Exploración y Producción y evaluar la conveniencia de incluir requerimientos de Contenido Nacional como un mecanismo de evaluación durante la asignación de bloques.

Adicionalmente la ANH debe seguir fortaleciendo lazos de cooperación con otras Agencias, instituciones académicas y centros de investigación y desarrollo a nivel internacional en temas clave para el futuro de la industria petrolera en Colombia, tales como: explotación de hidrocarburos no convencionales, desarrollo de crudos pesados, técnicas de recuperación mejorada, etc.

## ■ **Desarrollo de Regulación para No Convencionales y Aguas Profundas:**

La industria internacional ha entendido la importancia de adoptar términos fiscales y contractuales que se ajusten a la prospectividad y economías de los recursos no convencionales o desarrollos en aguas profundas. La ANH como garante de la competitividad del país debe evaluar constantemente y a la luz de los proyectos desarrollados, la viabilidad de los proyectos No Convencionales y/o en aguas profundas para ajustar consecuentemente los términos fiscales y permitir el desarrollo de los proyectos en condiciones aceptables para el Estado.



## Anexo 1: Referencias

Como fuentes de información, en este estudio se han utilizado:

Consulta de documentación pública o proporcionada por las diferentes agencias

Reuniones vía conferencia telefónica con los siguientes representantes de algunas de las agencias

Los representantes de las diferentes agencias que han sido entrevistados se listan a continuación:

- ANP: Helder Queiroz. Director de Promoción
- CNH: Ing. Oscar Jaime Roldan Flores. Director General de Planeación e Ing. Rafael Alferez de Planeación
- Perupetro: Ing. Pedro Arce, Gerente de Planeamiento, Presupuesto y Tecnología de Información
- ANCAP: Ing. Santiago Ferro, Jefe de Administración y Contratos, Exploración y Producción
- G&P Neuquén: Guillermo Savasta, Comercial y Desarrollo de Negocios
- Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos del Neuquén: Cr. José Gabriel López, Subsecretario de Minería e Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Servicios Públicos, Gobierno de la Provincia del Neuquén
- NPD: Steinar Njå, Project Director International Relations
- DGH: Gautam Sinha, HoD (Production), Directorate General of Hydrocarbons, under Ministry of Petroleum & Natural Gas, Govt. of India

Las principales fuentes bibliográficas consultadas han sido las siguientes:

- Sitio Web ANH ([www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co))
- ANH, the people to speak to. Brochure oficial de la ANH
- ANH, Informe de Gestión 2012
- Documentación ronda Colombia 2012 ([www.rondacolombia2012.com](http://www.rondacolombia2012.com))
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) <http://www.anla.gov.co>
- Ministerio de Interior <http://www.mininterior.gov.co/>
- Sitio Web Rondas Brasil ([www.brasil-rounds.gov.br/index\\_e.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/index_e.asp))
- Opportunities for Investments in the Brazilian Oil & Gas Industry & 1st Pre-salt Round, Magda Chambriard, July, 2013
- BDEP. ANP's Exploration and Production Databank
- Regulaciones Brasil: Law 11909, March 4, 2009, (The Gas Act) y Decree 7382, December 2, 2010
- Legislation for Exploration and Production of Oil and Natural Gas, ANP
- Geological and Geophysical Studies Brazilian Pluriannual Plan 2007-2014, ANP
- ANP Institutional Folder
- Local content in Brazilian oil & gas industry, ANP
- Sitio Web de Perupetro ([www.perupetro.com.pe](http://www.perupetro.com.pe))
- Modelo De Contrato De Licencia Para La Exploración Y Explotación De Hidrocarburos PeruPetro
- Informe Gestión – Memoria Anual 2011 Perupetro
- Sitio Web de CNH (<http://www.cnh.gob.mx/>)
- Sitio Web Pemex para Contratos Integrales de Exploración y Producción ([contratos.pemex.com](http://contratos.pemex.com))

- Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (<http://www.semarnat.gob.mx>)
- Sitio Web de ANCAP ([www.ancap.com.uy](http://www.ancap.com.uy))
- Sitio Web Ronda Uruguay ([www.rondauruguay.gub.uy](http://www.rondauruguay.gub.uy))
- Documentación Ronda Uruguay – Bases de Licitacion y Modelo Contrato
- Sitio Web de la Subsecretaria de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén ([www.energianequen.gov.ar](http://www.energianequen.gov.ar))
- World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, EIA, (2011)
- Experiencia Argentina En No Convencionales Cuenca Neuquina. 3º Simposio de Gas No Convencional Rio de Janeiro (Brasil), Ing. Alex Daniel H Valdez, Director Provincial de Hidrocarburos y Energía, Septiembre 2013
- Documentación G&P Neuquén. LLAMADO A CONCURSO Para la Calificación y Selección de Empresas Inscriptas en el Registro de Interesadas en Asociarse en “UTE” con GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN Sociedad Anónima con Participación Estatal Mayoritaria, para la EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DE ÁREAS HIDROCARBURÍFERAS. PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES (PBC) – Genérico – Concurso N° 002/2010 – TERCERA RONDA
- Mesa Redonda – Gas de Formaciones de Baja Permeabilidad, ¿Moda o Tendencia?, A. Rubén Etcheverry
- Sitio Web NPD ([www.npd.no/en](http://www.npd.no/en))
- NPD & MPE – Facts 2012 The Norwegian Petroleum Sector
- NPD – Licensing system in Norway, Steinar Njå
- NPD – Petroleum Resources On The Norwegian Continental Shelf, 2013 Exploration
- Impact assessments in Norway – Statoil’s experience, why and how we do it in Norway and elsewhere, Steinar Eldøy
- Managing environmental risks in the Norwegian offshore oil and gas business, Rio de Janeiro, 31 May 2012, Dag Erlend Henriksen
- Sitio Web DGH ([www.dghindia.org](http://www.dghindia.org))
- DGH Petroleum Exploration and Production Activity Report 2010-2011
- Global Data (<http://www.oilandgasetrack.com>)
- IHS “Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System” 2011