

*José Pablo Rinckenbach Lizárraga **

Potencial y solidez de la Industria Petrolera Nacional. Vislumbres y perspectivas a partir de la Reforma Energética

SUMARIO: I. Introducción. II. Implicaciones de la transformación de la industria mundial de hidrocarburos. III. Enfoques y efectividad de las diversas políticas de contenido nacional en la industria de E&P. IV. Potencial de desarrollo de la actividad de E&P en México. V. Conclusiones. VI. Bibliografía.

I. Introducción

A lo largo de las últimas ocho décadas el sector energético mexicano, en particular el sector de hidrocarburos, se desarrolló a través de un monopolio de Estado sujeto a regulaciones gubernamentales que limitaron su desarrollo y competitividad en el mercado global. Sin embargo, el descubrimiento en la década de los 80 de los grandes yacimientos de petróleo de altísima productividad en aguas someras del Golfo de México, le permitieron a Petróleos Mexicanos (“PEMEX”) destacarse como una de las empresas nacionales de petróleo más importantes del mundo con una producción en el 2004 de más de 3.38 millones de barriles por día.

El incremento sustantivo de la producción de petróleo en un tiempo récord y de los ingresos producto de la exportación de los excedentes, le permitieron al Gobierno Federal incrementar su gasto público para atender las necesidades de

* Director General AINDA Consultores.

crecimiento y de bienestar social del país, lo cual creó una dependencia extraordinaria del sector para financiar y sostener los planes de crecimiento.

Dada la importancia de la actividad y los ingresos del sector hidrocarburos para las finanzas públicas, la generación de empleo y la seguridad energética de México, era imposible ignorar las consecuencias de la caída de la producción de 3.4 millones de barriles diarios en 2004 a 2.35 millones de barriles diarios en el segundo trimestre del 2014.

Además de la caída de producción, se sumó la declinación de las reservas totales de hidrocarburos en un 23% de 1999 a 2012, lo que comprometía la sustentabilidad de la producción en el tiempo. De hecho, en los últimos años se generó una percepción de “envejecimiento” de las cuencas mexicanas, ya que México tiene un comportamiento análogo al de cuencas muy bien exploradas, entendiendo que por las características existentes de sus cuencas el potencial podría ser mayor al actual. No obstante la percepción anterior, llama la atención que en México a lo largo de la historia se han perforado menos de 35 mil pozos, mientras que en los Estados Unidos de América el monto es de más de 2.5 millones.

Con el paso de los años el portafolio de yacimientos y de proyectos de PEMEX se volvió más complejo tanto por el número y tipo de retos como por la composición misma del tipo de yacimientos y su ubicación en el ciclo de vida del activo. Mientras que hace años el principal reto de PEMEX se centraba en el desarrollo y explotación acelerada de Cantarell o de Ku Maloob Zaap, ahora PEMEX enfrenta retos muy diversos para los cuales no está preparado, situación que afecta su capacidad de ejecución, como por ejemplo:

- Proyectos tanto en etapa de exploración como de desarrollo, explotación, declinación y recuperación secundaria y mejorada que demanda mayor número de ingenieros con diversos tipos de competencias y experiencias.
- Gerencia del agua en la región marina, principalmente en Cantarell.
- Explotación de crudos pesados.
- Explotación de yacimientos no convencionales con productividades por pozo sensiblemente inferiores a las históricas (entre 30 y 50 veces menor productividad por pozo).
- Operaciones múltiples y dispersas geográficamente, principalmente en tierra en la zona Norte del país.

- Modelo de negocio y de operación para yacimientos no convencionales (Chicontepec y de lutitas - i.e., conocidas en inglés como “*shale*”-) no compatible con el paradigma y prácticas de operación históricas de PEMEX.
- Requerimientos de inversión y de recursos humanos (tanto en número como en nivel de competencias) sensiblemente mayores a los históricos dada la productividad y complejidad de los yacimientos.
- La explotación de *shale* implica la perforación masiva de miles de pozos y una cuantiosa inversión de infraestructura de producción y distribución.
- La explotación de aguas profundas implica inversiones promedio de más de 150 millones de dólares por pozo perforado.

Eventualmente, el agotamiento de las reservas probadas; la reducción paulatina pero constante de la producción de los grandes yacimientos; y el incremento de las dificultades técnico-económicas para descubrir y desarrollar nuevas reservas, así como las limitaciones de los modelos contractuales y la disponibilidad de recursos para incrementar la capacidad y la calidad de ejecución de PEMEX para mantener o incrementar la producción de hidrocarburos, hicieron imposible el sostenimiento del modelo monopólico del sector y dieron paso a la Reforma Energética de diciembre de 2013.

El Estado Mexicano en la Reforma Energética de 2013 concluyó que el incremento de la producción y de las reservas en el corto y mediano plazo sólo sería posible, a partir del fin del monopolio de Estado en las actividades de exploración y producción (“E&P”) de hidrocarburos; la transformación de PEMEX en una empresa productiva del Estado; la disminución de la carga impositiva para la misma; y la participación directa de la iniciativa privada en las actividades de E&P bajo normas y condiciones internacionales que beneficien tanto al Estado Mexicano como a las empresas participantes.

Para ejecutar las actividades de E&P en México, habrá cuatro tipos de contratos y las empresas podrán reportar, para efectos contables y financieros, los beneficios esperados de sus asignaciones y contratos. Los cuatro tipos de contratos son: de servicios, utilidad compartida (“CUC”), producción compartida (“CPC”) y licencias (transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo).

Cabe señalar que mientras que los países anglosajones tienden a utilizar, en mayor medida, esquemas de licencias, los países africanos y asiáticos prefieren esquemas de producción compartida y en los países de Medio Oriente exis-

te una multiplicidad de esquemas utilizados. En cierta medida los contratos de producción compartida han sido utilizados en décadas pasadas para desarrollar las empresas operadoras nacionales. En la actualidad, otros países han optado por utilizar los CPC como un mecanismo para (i) incrementar su renta petrolera (i.e., *government take*) o (ii) para permitirle a sus operadores nacionales, como en el caso de Nigeria y Angola, un esquema de asociación (i.e., *joint venture*) a través del cual obtengan las competencias requeridas y diversifiquen su riesgo económico en el desarrollo de proyectos altamente complejos como aguas profundas y ultraprofundas.

Si bien en principio un CPC genera una mayor renta petrolera para el Estado *vis a vis* un esquema de licencia, dado que en un CPC no se permite la deducibilidad de pozos exploratorios secos, tiene la desventaja de incentivar con menos eficacia la actividad exploratoria que en la licencia.

Por otra parte, los CPC presentan ciertas desventajas frente a las licencias. Los CPC conllevan una carga administrativa mayor para dar seguimiento a los contratos y estimar el beneficio divisible.

Con base en esto, se puede observar que, los Estados utilizan las licencias cuando requieren impulsar contundentemente la actividad exploratoria o para campos con bajas acumulaciones de hidrocarburos o para campos económicamente marginales. Por ello los Estados emplean los CPC en proyectos de campos con grandes acumulaciones de hidrocarburos y bajo riesgo geológico, ya que permite soportar una mayor carga fiscal.

II. Implicaciones de la transformación de la industria mundial de hidrocarburos

Durante 2014, el Gobierno Federal presentó la llamada Ronda Uno que abre el sector a la participación directa de la iniciativa privada. En la llamada Ronda Uno se licitarán, en principio, 109 bloques exploratorios y 60 campos en producción en diferentes áreas geográficas tanto terrestres como marinas, así como yacimientos convencionales y no convencionales.

Si bien el gobierno presentó un ambicioso plan de licitación de campos/bloques en la Ronda Uno, con la finalidad de incrementar lo antes posible la producción de hidrocarburos (principalmente de petróleo crudo), es importante moderar las expectativas acerca de los tiempos requeridos para recibir los primeros beneficios de dicha reforma, así como las tasas de crecimiento a esperar en el corto y mediano plazo. Lo anterior, debido a (i) los

POTENCIAL Y SOLIDEZ DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL. VISLUMBRES Y PERSPECTIVAS

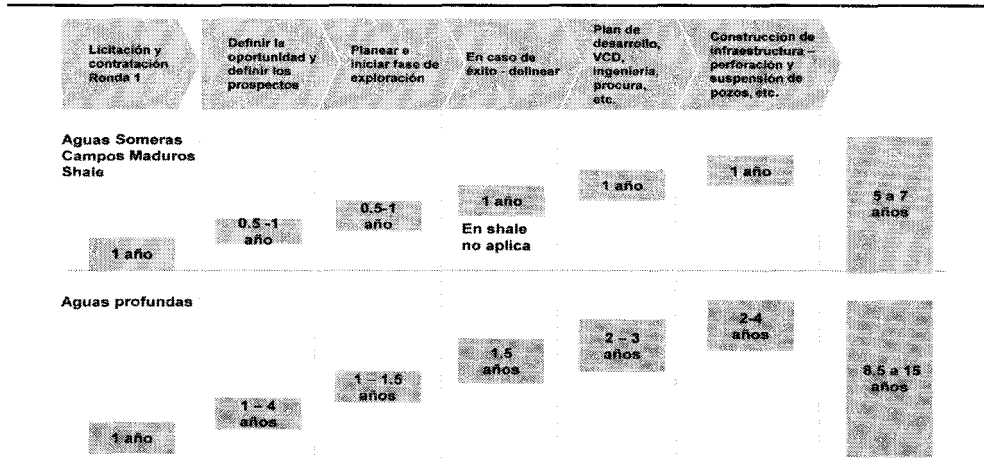
tiempos implícitos de maduración de los proyectos petroleros, (ii) la nueva dinámica del mercado petrolero internacional y (iii) los menores niveles de precios esperados.

Tiempos implícitos de maduración de los proyectos petroleros

El Gobierno Federal puso como meta para 2018 y 2025 una plataforma de producción de 3 y 3.5 millones de barriles respectivamente, es decir, alrededor de 750 y 1,250 mil barriles adicionales a lo producido en enero de 2015. Lo anterior sin considerar la disminución en la producción por la declinación natural de los yacimientos.

Normalmente, los proyectos petroleros toman como mínimo entre 5 y 8.5 años para generar los primeros barriles de producción (Véase cuadro 1). Las nuevas inversiones se darán de manera progresiva, ya que en los primeros años las empresas invertirán en información más que en actividad de perforación. Por lo anterior, es posible que esperar un incremento de 750 mil barriles en un plazo de 4 años (del año 2015 al 2018) sea una meta demasiado optimista. La meta de 2025 se percibe como más realista ya que los efectos de esta reforma serán de largo plazo y no tanto de corto plazo.

Cuadro 1
Tiempos mínimos para desarrollo de proyectos de E&P

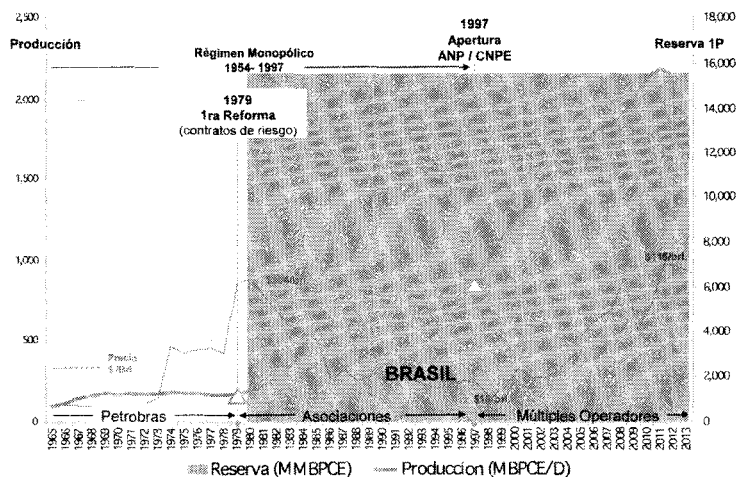


Fuente: Elaboración propia.

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA

Con relación a lo antes mencionado, a manera de ejemplo se pueden tomar como referencia los casos internacionales de Colombia y Brasil. En un período de 8 años posteriores a la apertura petrolera, dichos países aumentaron su producción en 463 mil y 831 mil barriles diarios, respectivamente para Colombia y Brasil (véase gráfica 1 y 2). Claramente, los efectos de la apertura petrolera en dichos países han sido de largo plazo y han estado alineados a los tiempos de maduración natural de los proyectos de E&P.

Gráfica 1
Evolución de la producción y reservas de Brasil



Fuente: Elaboración propia con base en información de BP Statistical Review of World Energy 2014 Workbook.

Dinámica del mercado petrolero internacional

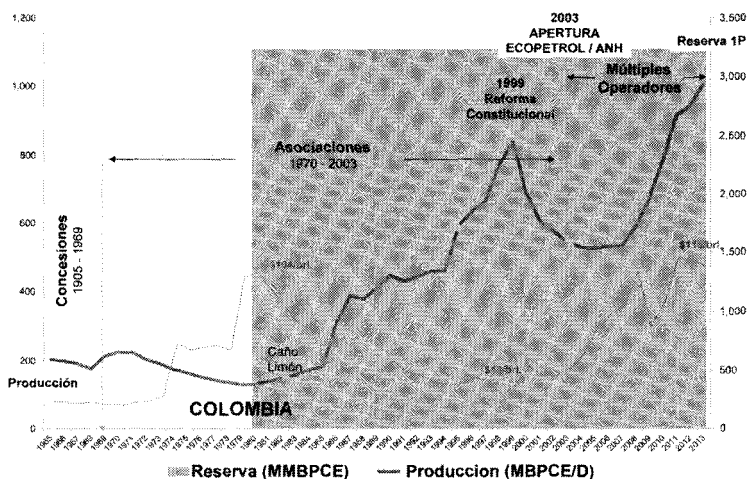
Por lo que respecta al mercado de hidrocarburos, se observa una transformación estructural del mismo con su transición gradual - pero continua - del petróleo hacia el gas como principal fuente de energía. Mientras que el siglo XX fue el siglo del petróleo, el siglo XXI podría convertirse en el siglo del gas.

Asimismo, mientras que en los setenta y ochenta existía la creencia generalizada de que en pocos años se alcanzaría el máximo de producción petrolera y

POTENCIAL Y SOLIDEZ DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL, VISLUMBRES Y PERSPECTIVAS

posteriormente se tendría un menor abasto de petróleo y consecuentemente un mayor precio, durante los últimos años, la industria energética ha experimentado diversos eventos que han puesto en tela de juicio la continuidad de la teoría del “pico de aceite”, conocido en la industria como “peak oil” o “teoría del pico de Hubbert” (Mitchell, Marcel, & Mitchell, 2012).¹

Gráfica 2
Evolución de la producción y reservas de Colombia



Fuente: Elaboración propia con base en información de BP Statistical Review of World Energy 2014 Workbook.

No obstante que en las últimas décadas se ha comentado bastante la teoría del “peak oil”, los expertos han concluido que antes de que el mundo llegue a esta situación, enfrentaremos una situación de “peak demand”. Lo anterior se observará principalmente en los países desarrollados, dada la mayor madurez de sus economías, el envejecimiento de sus poblaciones, el uso automóbiles más efi-

¹ Esta teoría fue desarrollada por M. King Hubbert en 1956 a través del uso de modelos estadísticos que buscaban predecir el momento en que EUA alcanzaría su punto máximo de producción y posteriormente iniciaría su declinación.

cientes en consumo de combustibles,² y en Norteamérica y Europa la sustitución de aceite por gas o electricidad como método de calefacción en invierno.

La presencia de abundantes reservas de gas *shale* en EUA y China (principales mercados de demanda de energéticos a nivel mundial en el presente y en el futuro) que sirvan como suministro estable a la economía para las siguientes décadas ha conllevado a que la economía se esté reconvirtiendo hacia dicho combustible más que hacia tecnologías denominadas “verdes o renovables”. Con mayor frecuencia vemos plantas de electricidad que se convierten o equipan hacia tecnologías de ciclo combinado y el uso de automóviles con fuentes de abasto de gas comprimido (ExxonMobil 2013).³ Cabe destacar que el gas es un combustible fósil más limpio y tiene precios muy competitivos.

Ante un entorno como el antes descrito, un escenario factible en el largo plazo sería la migración de las empresas petroleras hacia empresas de energía donde se experimente una integración vertical de las compañías productoras de gas y las generadoras de electricidad con la finalidad de mejorar su rentabilidad y asegurar fuentes de suministro a costos competitivos. De hecho, existen varios precedentes, donde uno de los más llamativos es el de Petrobras que produce petróleo y genera electricidad.

Menores niveles de precios esperados

Finalmente, por lo que respecta al tema de los niveles bajos de precios, la pronunciada caída en los mismos en los meses recientes ha generado una serie de análisis y especulaciones acerca de si estos niveles son temporales o si son una nueva realidad de la industria. Los factores que afectan la demanda son superiores a aquellos que inciden en la oferta de hidrocarburos y por lo mismo el efecto del “demand pe-

² De acuerdo al estudio los estándares de eficiencia de consumo en vehículos establecidos en 2011 en EUA, China, Japón y la Unión Europea podrían reducir para 2020 en 9 millones diarios de barriles la demanda de petróleo, lo cual es aproximadamente el 10% de la demanda actual.

³ De acuerdo a la prospectiva de Exxon Mobil, el crecimiento global en la demanda de energía para el 2040 será de 35% con respecto al 2010. Si bien el petróleo continuará siendo la primera fuente de energía, el gas se posicionará en segundo lugar, ya que éste será un insumo primario para la industria eléctrica y un sustituto del carbón. Del crecimiento global de energía para los siguientes años, se estima que más de la mitad esté relacionado con la electricidad. De hecho se calcula que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica sea de 150%. El crecimiento de la industria eléctrica es clave para la industria petrolera, ya que dicho sector representa alrededor del 40% de la demanda global de gas.

ak” de aceite será cada vez más evidente para los mercados petroleros y esto redundará en precios menores a los observados en los últimos cinco años.

La Ronda Uno anunciada con anterioridad a la caída abrupta de los precios, considera un alto porcentaje (65%) de bloques de recursos no convencionales (entiéndase shale, Chicontepec y aguas profundas). El desarrollo de este tipo de recursos es altamente sensible al precio y los niveles actuales no asegurarían el desarrollo comercial del *shale* y de los varios bloques de explotación de Chicontepec.

En los últimos años se ha convertido en un tema recurrente el hablar de la revolución energética derivada de la explotación de las formaciones de shale, especialmente en los EUA. Si bien la producción de hidrocarburos en dicho país ha crecido extraordinariamente gracias a los yacimientos de *shale*, a últimas fechas es más frecuente encontrar cuestionamientos a la viabilidad económica de dichos yacimientos. Los cuestionamientos acerca de la viabilidad económica de *shale* se centran en cinco temas:

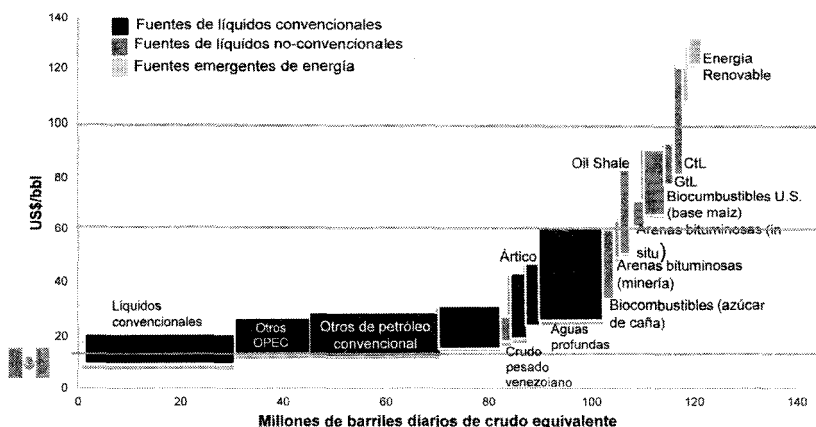
- *Declinación acelerada*: Las curvas de declinación tan pronunciadas (de hecho hiperbólicas) propician que para mantener la plataforma de producción, cada vez requiera un número mayor de pozos, afectando sensiblemente la viabilidad económica de los proyectos de shale y en especial los relacionados con gas.
- *Baja productividad por pozo vis a vis* los estimados originales que afectan las expectativas de factor de recuperación.
- *Requerimientos crecientes de inversión*: Rendimientos marginales decrecientes y largos períodos para recuperación de capital que impacta el valor presente neto de las inversiones. Lo anterior es un fenómeno que en economía se conoce como “rendimientos marginales decrecientes”, lo cual incide directamente en la toma de decisiones acerca de la viabilidad y/o continuidad de los proyectos.
- *Altos y crecientes costos de producción*.
- *Bajos niveles de precio del gas en Norteamérica*.

Si bien la explotación de shale es muy reciente y por ello la industria aún no cuenta con información y estudios suficientes para concluir de manera contundente acerca del método de explotación más adecuado y rentable para shale, de todos los elementos antes mencionados, las curvas hiperbólicas de declinación, la baja productividad por pozo y los precios son los que más afectan la rentabilidad.

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA

De acuerdo a un análisis desarrollado por Ed Morse de Barclays acerca de los precios requeridos para producir petróleo dependiendo el tipo de yacimiento, se observa que a un precio menor a \$80 dólares por barril, proyectos de *shale* no serían rentables (Véase gráfica 3).

Gráfica 3
Precios de equilibrio para la producción de diversos tipos de yacimientos petroleros



Fuente: Van Vactor Samuel. Introduction to the Global Oil and Gas Business. Pg. 33. Pennwell, 2010.

III. Enfoques y efectividad de las diversas políticas de contenido nacional en la industria de E&P

En los últimos cuarenta años, varios países con alto potencial petrolero instrumentaron exitosas políticas públicas de contenido nacional para integrar y beneficiar a sus poblaciones y empresas en el desarrollo de su industria doméstica de E&P. Por el tipo de estrategias utilizadas destacan dos casos a nivel internacional: Noruega y Brasil. En estos casos de éxito en materia de contenido nacional, se dieron en (i) un contexto de limitados tratados internacionales de libre comercio que restringieran medidas proteccionistas y (ii) en un entorno donde la mayoría de las reservas mun-

diales eran controladas por empresas operadoras estatales (NOC's por sus siglas en inglés). Esto último incrementó el poder de negociación de los países huéspedes y, por ende, su capacidad de exigir términos más agresivos de contenido nacional.

En el caso Noruego, la industria de E&P se detonó a raíz de la crisis petrolera de la década de los setenta, que conllevó a que las empresas operadoras internacionales (IOC's por sus siglas en inglés) reorientaran su portafolio de proyectos de E&P de países del Medio Oriente hacia otras latitudes. El caso brasileño sucedió cuando existían limitadas oportunidades atractivas de inversión para las IOC's.

Si bien en estos dos casos internacionales de referencia se buscó incrementar el porcentaje de contenido nacional, en Noruega no se exigieron porcentajes mínimos de contenido nacional. Llama la atención este caso, ya que el mismo se ancló en la ventaja competitiva que tenía Noruega, que era su base instalada de astilleros y cómo alrededor de éstos estableció políticas públicas de largo plazo para integrar y transformar cadenas productivas y facilitar la transferencia de tecnología petrolera de empresas foráneas hacia las domésticas. Lo anterior se logró con el fomento del desarrollo de proveedores, la integración de cadenas productivas y de *clusters* de proveedores y contratistas alrededor de las empresas petroleras, así como esquemas de asociaciones estratégicas para la transferencia de tecnología y esquemas fiscales en materia de *ring fencing* (i.e, consolidación fiscal) de los proyectos de E&P que incentivaron la reinversión en Noruega.

La revolución energética de shale en EUA y los nuevos proyectos de inversión en Medio Oriente ya generaron un cambio estructural en la industria de E&P que resta efectividad a las políticas de cuotas mínimas de contenido nacional inspiradas en esquemas como el modelo brasileño o nigeriano y, por lo tanto, obliga a la revisión de éstas para adecuarlas a la nueva realidad petrolera.

Lo anterior adquiere mayor relevancia en un entorno internacional donde la industria petrolera registra menores precios y márgenes de rentabilidad, así como exceso de oferta de bienes de capital y de mano de obra. En síntesis, en la actualidad el entorno de mercado en la industria petrolera le restará poder de negociación a los gobiernos de países en vías de desarrollo con alto potencial petrolero para exigir niveles elevados de contenido nacional como en antaño.

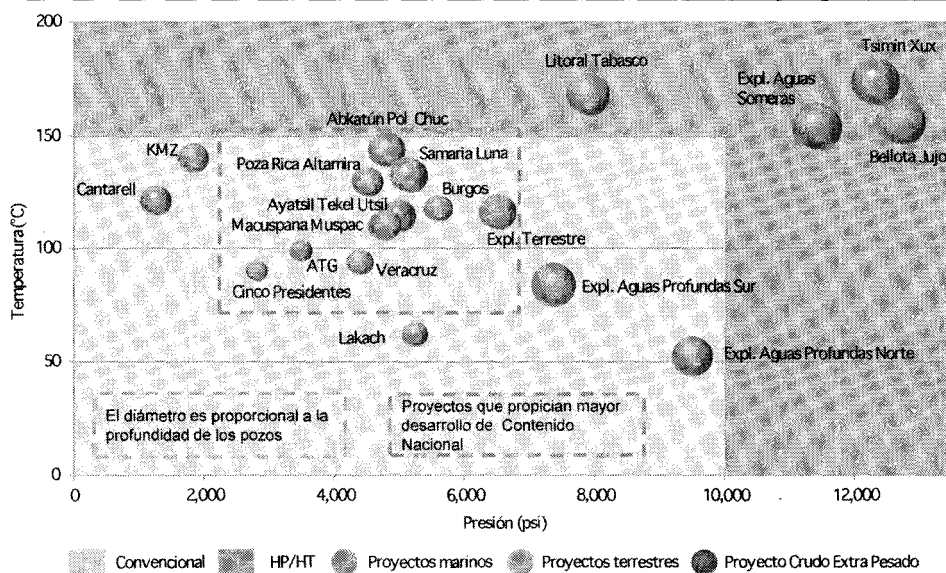
Si bien como parte de la Reforma Energética México optó por seguir un esquema de contenido nacional en cierta medida similar al de Brasil -al establecer cuotas mínimas de contenido nacional, empezando con 25% en 2015 y llegando a 35% en 2025- los porcentajes estipulados son muy inferiores a los observados por Brasil.

Por otra parte es importante destacar que estas metas de contenido nacional para la industria de E&P en México, no incluyen los proyectos de aguas profundas ni los proyectos integrados.

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA

En la gráfica 4 se puede observar el grado de complejidad de los yacimientos mexicanos, y en la misma se aprecia como los de aguas profundas y ciertos de aguas someras y de la región sur del país presentan condiciones de alta complejidad. Lo anterior ha repercutido en que las empresas nacionales de servicios tengan limitada penetración de mercado en los mismos y se enfoquen más en pozos de arquitecturas convencionales y bajos retos tecnológicos, como en la zona norte del país.

Gráfica 4
Nivel de complejidad de los yacimientos mexicanos



Fuente: Elaboración propia.

Por ello, los proyectos de E&P que podrían generar más contenido nacional serían los de pozos convencionales terrestres ya que son perforados con tecnología conocida y con contratos discretos. Cabe recordar que el 60% del presupuesto de inversión de una empresa operadora lo constituye la perforación y terminación de pozos, por ello el impacto del desarrollo de las políticas de contenido nacional dependerá de la velocidad con que se desarrollen los yacimientos terrestres.

POTENCIAL Y SOLIDEZ DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL. VISLUMBRES Y PERSPECTIVAS

En la actualidad existen en México alrededor de 986 empresas de servicios en actividades sustantivas del sector de E&P. De éstas, solo 370 están dedicadas al mercado de construcción de pozos. Lo anterior significa que del total de empresas en E&P el 37% se enfoca al sector donde se erogan el 60% de las inversiones en E&P (véase cuadro 2). Si bien, en las mejores prácticas internacionales es común la oferta de servicios integrales de perforación, en México esta oferta es limitada y provista abrumadoramente por empresas transnacionales. Mientras que en áreas terrestres alrededor del 75% de las empresas son nacionales, éstas llegan a representar apenas el 50% del monto contratado. Lo anterior, implica que las empresas nacionales comercializan productos de menor valor agregado.

Cuadro 2
Empresas participantes en actividades sustantivas
en el sector de E&P

Industria	Energética de México de E&P				986	
Mercado	Servicios a pozos				370	
Región	Terrestre		275	Marina		167
Segmento	Región Norte	107	Región Sur	92	Aguas Someras	67
	Ambas regiones	76		Aguas Profundas	4	
Tipo de Empresas	Trans-nacionales	61	Nacionales	214	Trans-nacionales	67
					Nacionales	100
Monto Contratado	12 mil millones USD			21 mil millones USD		
Distribución del monto contratado	47%		53%		62%	
					38%	

Fuente: Elaboración propia con base en información del IFAI.

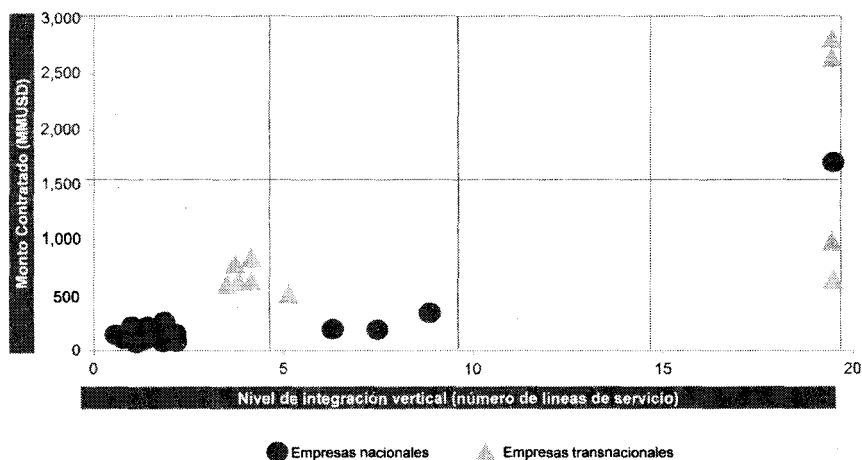
En las mejores prácticas la estrategia de procura de equipos, materiales y servicio a pozos está evolucionando hacia esquemas cada vez más integrados y basados en la corresponsabilidad de los contratistas con los resultados. En el caso mexicano, los servicios integrados han permitido que las empresas transnacionales desarrollen e implementen mejores prácticas en el desarrollo de sus

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA

proyectos, potenciando así la creación de valor y ampliando su ventaja respecto a empresas nacionales. A mayor nivel de integración se requiere un menor número de empresas, las cuales deben contar con un portafolio ampliado de servicios de valor agregado.

Si bien en principio, en México existe un número amplio de empresas nacionales de servicios a pozos, éstas tienen un portafolio muy limitado de líneas de servicio. De hecho, mientras la perforación y terminación de pozos requiere de 20 líneas de servicios críticas, las empresas nacionales en promedio solo cuentan con una oferta de 2 a 3 líneas de servicios (véase gráfica 5).

Grafica 5
Empresas participantes en actividades sustantivas
en el sector de E&P



Fuente: Elaboración propia.

IV. Potencial de desarrollo de la actividad de E&P en México

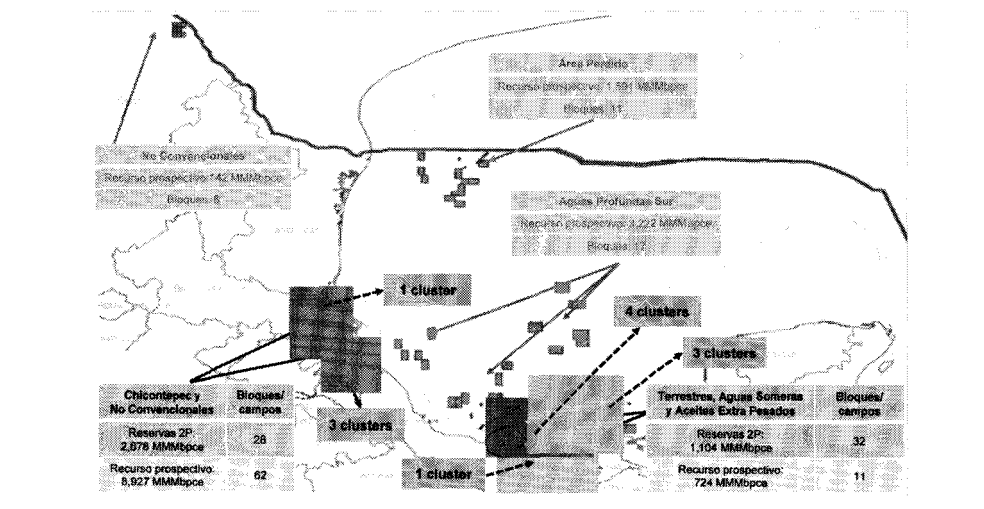
Tomando en cuenta lo mencionado anteriormente, se analizó qué tan atractivo y sólido es el negocio petrolero en México de la Ronda Uno. Para ello se dimensionó el *tamaño incremental potencial* de E&P derivado de la Ronda Uno.

POTENCIAL Y SOLIDEZ DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL. VISLUMBRES Y PERSPECTIVAS

Las estimaciones se realizaron a partir de *clusters* representativos del total de áreas de la Ronda Uno. Un *cluster* representativo es una extensión de tierra definida que tiene características de subsuelo, de reservas o recursos prospectivos similares a uno o varios bloques de los considerados en los 169 bloques de la Ronda Uno.

En la selección de *clusters* se incluyeron sólo las áreas con reservas de petróleo crudo y se descartaron aquellas áreas de gas no asociado y aquellas de petróleo en las cuales no se cuenta con información pública suficiente y consistente, tales como los bloques/campos de “Aguas Profundas” y “Crudos Extra Pesados”. Como resultado se identificaron 12 *clusters* finales (Véase mapa 1), los cuales fueron evaluados económicamente con base en la metodología de flujos de caja descontados y asumiendo que los mismos se desarrollarán bajo un modelo contractual de producción compartida.

Mapa 1
Clusters representativos de los bloques y campos de la Ronda 1



Fuente: Elaboración propia con base en información de SENER.

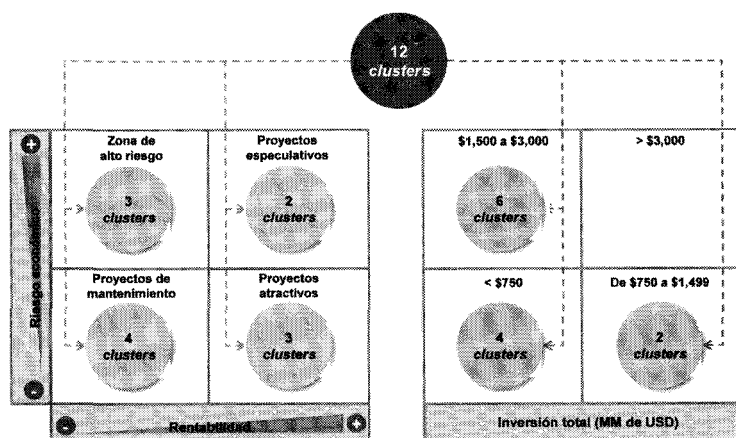
Por lo que respecta al régimen fiscal, se tomó como base lo contemplado en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos 2014 y se consideró como premisa central que los bloques de la Ronda Uno se desarrollarán siempre y cuando el Estado mantenga o incremente su nivel de renta petrolera.

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA

La evaluación económica se realizó a partir de un plan técnico de desarrollo de bloques y campos representativos, donde los perfiles de producción se estimaron a partir de los programas de construcción y reparación de pozos considerando las producciones iniciales y tasas de declinación correspondientes a cada tipo de pozo en cada uno de los bloques y campos representativos. Adicionalmente se utilizó el precio del West Texas Intermediate (“WTI”) como precio de referencia ajustado con base en una fórmula para establecer el precio de la producción de acuerdo a la calidad del hidrocarburo medida en grados API.

Con el objetivo de reducir el nivel de incertidumbre en esta evaluación, se contemplaron rangos de manera estocástica, para lo cual se realizó una simulación Montecarlo de 5,000 escenarios. Este análisis estocástico utilizó como base el comportamiento histórico de las producciones iniciales de pozos en campos análogos al cluster representativo y se determinó que es posible distribuir esta variable de manera probabilística bajo una función Lognormal y/o BetaPert dependiendo el tipo de pozo y el campo. También, se identificaron otras variables de alto impacto (precio, inversión en infraestructura de producción y transporte y costo de perforación de los pozos) con comportamientos probabilísticos similares a una función de distribución Beta Pert.

Cuadro 3
Atractivo económico y niveles de inversión de los Clusters representativos de los bloques y campos de la Ronda 1



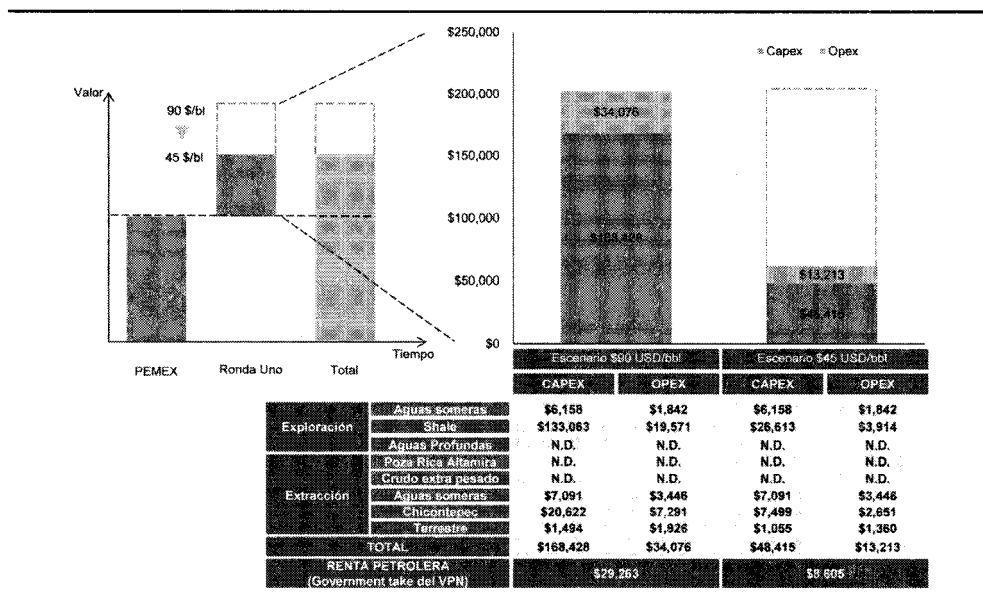
Fuente: Elaboración propia.

POTENCIAL Y SOLIDEZ DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL. VISLUMBRES Y PERSPECTIVAS

Las estimaciones económicas permitieron identificar tres grandes grupos de los 12 *clusters* representativos evaluados; a saber: (i) proyectos no competitivos, (ii) proyectos de rentabilidad media y (iii) proyectos de alta rentabilidad (véase cuadro 3). Destaca que la mitad de los 12 *clusters* analizados requieren inversiones por más de 1,500 millones de dólares y alrededor del 25% de los *clusters* presentan rentabilidades preliminares negativas, principalmente los relacionados con proyectos de exploración de yacimientos no convencionales de shale.

Cabe resaltar que la Ronda Uno permitirá incrementar significativamente las inversiones en E&P y la renta petrolera. Las inversiones para los próximos 25 años derivadas a la Ronda serán de entre 61.6 y 202.5 mil de millones de dólares nominales y la renta petrolera entre \$8.6 y \$29.2 mil de millones de dólares de valor presente neto asumiendo un precio de \$45 y \$90 dólares por barril, respectivamente (véase cuadro 4).

Cuadro 4
Estimado de inversiones y renta petrolera
para el período 2015-2040
(cifras en millones de dólares)

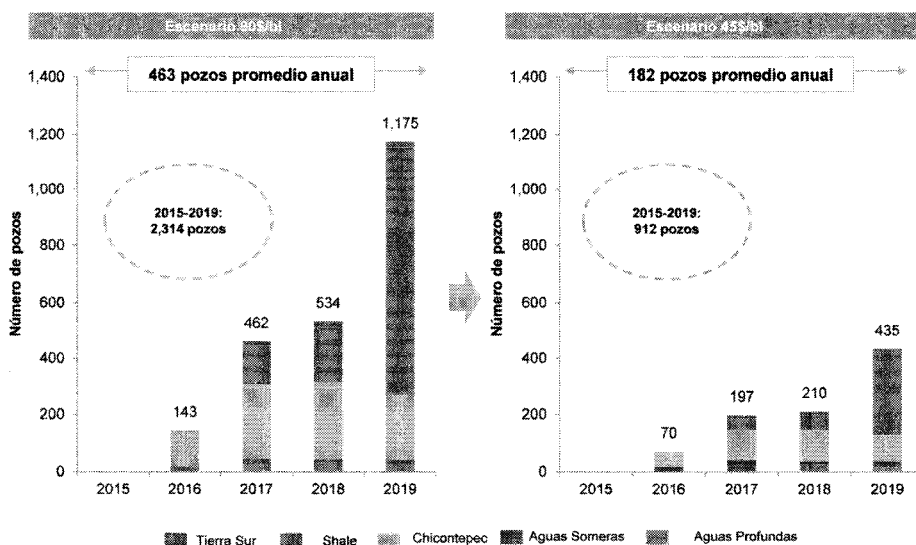


Fuente: Elaboración propia.

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA

Finalmente es importante hacer notar que bajo los actuales precios de petróleo los proyectos de exploración de yacimientos no convencionales de shale serían los más afectados. Lo anterior es de gran importancia, ya que este tipo de proyectos son los que -en principio- implican una mayor perforación de pozos y consecuentemente una mayor derrama económica y generación de empleos (véase gráfica 6).

Gráfica 6
Estimado de número de pozos perforados
como resultado de la Ronda Uno, 2015-2019



Fuente: Elaboración propia.

V. Conclusiones

La Reforma Energética Mexicana de 2013 incrementará significativamente la actividad de E&P de hidrocarburos y la renta petrolera.

En una siguiente ronda de licitaciones será clave que el Estado Mexicano licite una mayor cantidad de bloques de campos maduros, ya que (i) cerca del 45%

de las reservas 1P del país se ubican ahí, (ii) permitiría la incorporación más temprana de producción y (iii) existe mayor factibilidad de impulsar el contenido nacional de las empresas de servicios e infraestructura alrededor de los mismos.

El modelo contractual y fiscal deberá ser flexible y responder a las características de cada yacimiento en particular. En este sentido, los CPC serían interesantes para aguas someras, aguas profundas con reservas ya registradas, proyectos *brownfield* y como campos maduros. Las licencias serían recomendables para el desarrollo de shale, Chicontepec y los recursos prospectivos de aguas profundas.

Por otra parte es recomendable que se la política energética considere el (i) establecimiento de políticas fiscales e institucionales, como en el caso de Noruega, que incentive la reinversión de utilidades en actividades de investigación y desarrollo de tecnología y (ii) la integración de cadenas nacionales productivas para la asimilación y adaptación de tecnologías existentes a precios competitivos para el desarrollo de proyectos de E&P con rentabilidades económicamente marginales como Chicontepec y shale.

VI. Bibliografía

- ExxonMobil 2013. (s.f.). *ExxonMobil 2013*. Recuperado el 15 de enero de 2015, de The Outlook for Energy: A view to 2040: http://cdn.exxonmobil.com/~media/Reports/Outlook%20For%20Energy/2015/2015-Outlook-for-Energy_print-resolution.pdf
- Mitchell, J., Marcel, V., & Mitchell, B. (2012). "What Next for the Oil and Gas Industry?". Obtenido de http://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/1012pr_oilgas.pdf