



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE CAMPOS
MADUROS CONTRA CAMPOS DE SHALE GAS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A:

Shirley Garduño León



**DIRECTOR DE TESIS:
M.I. Jose Luis Ortiz Camargo.**

Febrero-2016

Introducción.	1
Antecedentes.	4
Capítulo 1. Reforma Energética.	11
1.1 Introducción.	11
1.2 Decreto de la reforma energética.	12
1.2.1 Artículo Único.	12
1.2.2 Artículo 25.	12
1.2.2 Artículo 27.	13
1.2.4 Artículo 28.	14
1.3 Justificación de la reforma energética.	15
1.4 Objetivos de la reforma energética.	18
1.5 Metodología de la reforma energética.	19
Capítulo 2. Ronda cero y ronda uno.	24
2.1 Ronda cero.	24
2.1.1 Fundamento Constitucional.	24
2.1.2 Objetivo de la ronda cero.	26
2.1.3 Reservas y Recursos de México.	27
2.1.4 Solicitud de Pemex.	29
2.1.5 Metodología de la ronda cero.	31
2.1.5 Resultado del análisis técnico de la ronda cero.	33
2.1.7 Comparativo internacional.	35
2.2 Ronda uno.	37
2.2.1 Fundamento constitucional y legal.	37
2.2.2 Proceso contractual.	38
2.2.3 Régimen fiscal de los contratos.	42
2.2.4 Características de los contratos.	46
2.2.5 Primera aproximación.	47
2.2.6 Asociaciones de Pemex.	48

2.2.7	Mapas de yacimientos No convencionales a proceso de licitación.	50
Capítulo 3. Desarrollo técnico de Campos maduros y Shale Gas.		53
3.1	Desarrollo técnico de campos maduros.	53
3.1.1	Técnicas utilizadas para determinar la cantidad y distribución del aceite remanente.	54
3.1.2	Recuperación Mejorada.	62
3.1.3	Análisis Nodal.	65
3.1.4	Sistemas Artificiales de Producción.	67
3.2	Desarrollo técnico de Shale Gas.	70
3.2.1	Caracterización de la formación.	71
3.2.2	Métodos de explotación del Shale Gas.	74
Capítulo 4. Rentabilidad de Campos Maduros y Shale Gas.		80
4.1	Rentabilidad de Campos Maduros.	80
4.1.1	Campos Maduros a nivel mundial.	81
4.1.2	Campos Maduros exitosos en México.	84
4.1.3	Tendencia de la producción y demanda energética mundial.	94
4.1.4	Inversión en campos maduros.	97
4.1.5	Innovación y aplicación tecnológica en campos maduros.	98
4.1.6	Resolución de Pemex.	103
4.2	Rentabilidad de proyectos de Shale Gas.	105
4.2.1	Shale Gas a nivel mundial.	105
4.2.2	Shale Gas en México.	114
4.2.3	Postura de la SENER en el desarrollo de Shale Gas.	122
4.2.3	Postura de PEMEX en el desarrollo de Shale Gas.	125
Capítulo 5. Impacto Ambiental.		129
5.1	Impacto Ambiental en el desarrollo de Campos Maduros.	129
5.2	Impacto Ambiental en el desarrollo de Shale Gas.	133
Conclusiones.		137

Introducción.

En esta investigación se analiza la rentabilidad de los campos maduros y de gas lutita (Shale gas), debido al largo debate tanto económico como político que existe en México y en diversos países en el mundo.

En los últimos 5 años a nivel mundial se ha hablado de la producción de cantidades comerciales de gas natural proveniente de lutitas ricas en materia orgánica fue escasa hasta antes de esta década. El éxito experimentado en la en campos de Estados Unidos de América, principalmente Texas, creó un nuevo modo de pensar acerca de las lutitas generadoras de hidrocarburos. La consecuencia en numerosas localizaciones de EE.UU. y Canadá fue la producción exitosa de gas de lutitas. Esto despertó el interés exploratorio a escala global ya que actualmente las compañías buscan repetir este logro.

En México los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noreste y en la zona centro oriental de México. A través de la cuenca del Golfo de México. Cuenta con 5 cuencas (Sabinas-Burro-Picacho, Burgos, Tampico-Misantla, Tamaulipas y Veracruz.), existe un GIP ¹ estimado de 67 trillones de m³ [2366 Tpc], de los cuales se considera que 19.3 trillones de m³ [681 Tpc] son técnicamente recuperables. Si bien existe un alto interés en el desarrollo de yacimientos no convencionales en México. Muchas de las formaciones de lutita ricas en materia orgánica son estructuralmente complejas debido al sobre corrimiento o se encuentran a más de 5000 m de profundidad. Los objetivos potenciales más grandes se hallan en el norte y corresponden a las lutitas Eagle Ford y Titonianas de las cuencas de Burgos y Sabinas.

En la cuenca del Río Grande, en el sur de Texas, la formación Eagle Ford produjo tanto gas como petróleo. Dado que esta formación se extiende a lo largo del límite y penetra en las cuencas de Burgos y Sabinas de México, la producción exitosa del lado del límite que corresponde a EE.UU., se considera la obtención de resultados similares para el lado mexicano.

¹ GIP: Gas in Place: el volumen total de gas natural en una formación rocosa subterránea.

En el caso de los campos maduros en México se estaría produciendo entre el 40-70% de la producción de aceite en México.

Actualmente, alrededor del 50% de la producción mundial de hidrocarburos proviene de campos maduros y entre 75-80% de la producción acumulada se ha producido de campos de más de 30 años de antigüedad. Son yacimientos que han sido clasificados con factores de recuperación basados en el know-how técnico de décadas pasadas.

Unos de los objetivos de los proyectos de campos maduros es poner en operación pozos que habían estado cerrados por mucho tiempo, que se sabe que todavía tienen recursos y que con tecnología moderna, recuperación mejorada o secundaria, pueden reactivarse.

La explotación de estos campos podría ser atractiva para empresas medianas y pequeñas, principalmente nacionales ² y que estén iniciando en el sector petrolero.

Ramsés Pech, economista especializado en petróleo, en 2014 menciona; la vida de un campo depende del factor de recuperación, esto es, cuánto hidrocarburo se puede quedar en el subsuelo, ya que entre mayor sea el porcentaje, mayor será el hidrocarburo que se puede tener, eso va a determinar el factor de vida.

La Secretaría de Energía emitió la tercera licitación para campos maduros terrestres a finales de abril, principalmente con la participación de las entidades de Tabasco, Veracruz y el sur de Tamaulipas.

Pedro Joaquín Coldwell, titular de la dependencia aseguró a los industriales que pese a la caída del precio del petróleo, el interés de los inversionistas sigue creciendo para participar en los proyectos energéticos.

La controversia de los campos de Shale Gas acerca de su rentabilidad en México y en el mundo, me lleva a analizar cada una de las variables que intervienen en estos tipos de proyectos así como a compararlos con campos que han alcanzado el pico máximo

² Son las que se forman por iniciativa y con aportación de capitales de los residentes en el país o nativos de la nación. Los nacionales serán los que organizarán, dirigirán, y financiarán las actividades de las empresas.

de su producción y empieza su etapa de declinación, los cuales se cree que su beneficio económico no podría ser atractivo.

Con base en información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Secretaría de Energía de ronda cero y ronda uno; se analizara cómo se comportan y que tanto ofertan las compañías en relación a estos diferentes tipos de campo. Teniendo así un panorama evidente de cuál de estos proyectos es más rentable.

En ambos tipos de campo se aportaran datos estadísticos económicos, datos técnicos de exploración y explotación, contractuales, así como también de medio ambiente y contaminación que estos producen. Haciendo hincapié en la rentabilidad de los proyectos en México.

Recaudando y analizando todos los datos se llegara así a una conclusión objetiva de la rentabilidad de los campos maduros comparado con campos de Shale Gas en México.

Antecedentes.

Shale Gas.

Las lutitas son la forma más abundante de la roca sedimentaria que existe en la Tierra. Sirven como rocas generadoras de los hidrocarburos que migran hacia los yacimientos permeables y actúan como sellos para el entrapamiento de petróleo y gas en los sedimentos infrayacentes (Figura 1). Cardott (2007) define a las lutitas gasíferas como rocas sedimentarias de grano fino (no necesariamente lutitas de acuerdo a la definición estricta de las mismas) ricas en contenido orgánico de 0.5%. Las lutitas gasíferas pueden ser marginalmente maduras; así como contener metano biogénico³ o termogénico⁴. Las lutitas gasíferas son yacimientos autoabastecidos. Las bajas permeabilidades de las arcillas requieren una gran cantidad de fracturas naturales para poder producir gas de manera comercial. El término de shale gas o lutitas gasíferas aplica a litologías correspondientes a verdaderas lutitas, así como rocas clásticas de grano fino.

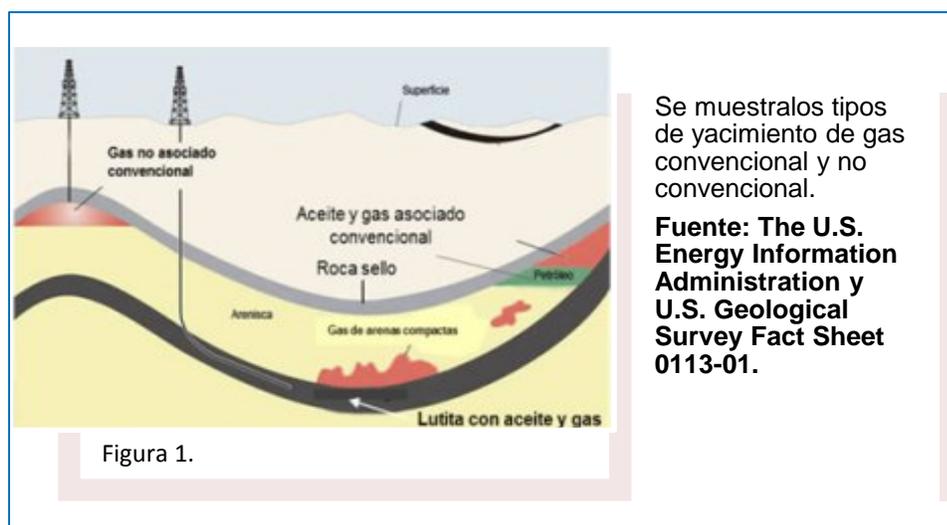
Hasta hace poco, la industria del petróleo y gas las consideraba estorbos a los que había que tolerar durante la perforación dirigida de los yacimientos de arenisca y caliza. Las lutitas ricas en materia orgánica tienen el potencial para actuar no sólo como fuentes de hidrocarburos, sino también como yacimientos para explotar. El descubrimiento y la explotación de formaciones de lutitas, que en un principio fuera un fenómeno exclusivamente norteamericano, se ha convertido en una búsqueda global para muchas compañías de exploración.

El catalizador para el reciente auge de la exploración de lutitas es la lutita Barnett de Texas. Se necesitaron 20 años de experimentación para que esta extensión productiva se considerara económicamente viable. Y este éxito fue posible gracias al desarrollo y

³ Producido por la acción de un organismo vivo, tal como la fermentación.

⁴ Relativo al calor o a la temperatura: *energía calorífica o térmica*.

la aplicación de dos tecnologías – estimulación por fracturamiento hidráulico y perforación horizontal- en el momento adecuado.



México tiene un gran potencial energético. El simple hecho de compartir fronteras y prospectos geológicos con el país que tiene el primer lugar mundial de consumo de hidrocarburos y que actualmente está camino a la autosuficiente energética lo denota.

La roca generadora está representada por lutitas y calizas arcillosas depositadas de la Formación Eagle Ford del Turoniano en un ambiente de plataforma externa con espesores netos de 28 a 300 m y valores de COT que van de regular (0.6 %) hasta excelente (5.0 %). La madurez reportada se presenta en el rango de inmaduro (0.2 %) hasta de sobremaduro (> 1.2 %) hacia las áreas de Monclova y Nuevo Laredo. El kerógeno observado para este subsistema es de tipo II y III, precursor de aceite y gas. En cuanto a la roca almacén son del Turoniano (formaciones Austin -Eagle Ford) están constituidas por mudstone a wackestone de bioclastos con intercalaciones de lutitas y en algunas partes cretosa de las formaciones Austin y Eagle Ford. La porosidad efectiva varían de 3 al 7%, la cual aumenta notablemente con el desarrollo de fracturas, por lo que es considerado como un típico yacimiento naturalmente fracturado, tiene espesores que varían de 50 a 600 m. Su distribución es regional tanto en la Cuenca de Sabinas como la Plataforma de Tamaulipas, en estas rocas se tiene producción en 4 pozos.

Y la roca sello son los mismos depósitos arcillosos que se encuentran interestratificados con las facies deltaicas y la columna del Terciario Inferior.

Agencias de energía ponen a nuestro país como el cuarto lugar en reservas potenciales de Shale Gas a nivel mundial. En lo que respecta a las cuencas no convencionales, y en particular de las “lutitas” que se encuentran en los Estados Unidos, al norte de los estados de Coahuila, Chihuahua, Nuevo León y Tamaulipas (y por ende, con la misma historia geológica), en 2012 se produjeron 700 mil barriles diarios de petróleo y 26,900 millones de pies cúbicos diarios de gas. En México, Pemex ha logrado perforar alrededor de 25 pozos en un año y espera mantener esta cifra en el futuro. Pemex inició los trabajos exploratorios de Shale Gas-Oil a principios del 2010 e identificó 5 provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos en un área prospectiva de 43 mil kilómetros cuadrados: en Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Coahuila, Burgos, Tampico-Misantla, Tamaulipas y Veracruz. Pero no fue hasta abril del 2013 que Pemex empezó a producir del primer pozo de Shale Gas a poca distancia de la frontera en la cuenca de Burgos.

Recursos No Convencionales.

El yacimiento no convencional es aquel donde el hidrocarburo, gas y aceite permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales. En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora son la misma.

Los tipos de yacimientos no convencionales se dividen en:

- Hidratos de gas: también denominados caltratos. Se generan y almacenan en sedimentos marinos actuales, profundos, depositados en los fondos marinos. El gas natural se encuentra en forma de sólidos cristalinos, como “cristales de hielo”, que consisten en moléculas de metano densamente empaquetadas rodeadas por moléculas de agua. El metano se encuentra cristalizado debido a las altas presiones y bajas temperaturas reinantes. Estados Unidos es el país que lidera el

estudio de este tipo de recurso energético y del desarrollo de las tecnologías que puedan permitir su futuro aprovechamiento industrial. En cualquier caso, conviene puntualizar que su explotación comercial, si algún día llega a producirse, se encuentra aún lejana. Sin embargo, los recursos de este tipo de gas no convencional son muy superiores a los del gas convencional.

- Arenas bituminosas: también suelen denominarse tar sands. Son arenas con bitumen (mezcla de hidrocarburos pesados) relleno de los poros. En condiciones normales de presión y temperatura, el bitumen no fluye y es necesario calentar la roca. Del destilado del bitumen se obtiene petróleo. Los depósitos más importantes se encuentran en Canadá (Alberta), en areniscas del Cretácico: la formación geológica que alberga el petróleo pesado ocupa unos 140.000 km². Es el único lugar donde se explotan industrialmente, con una larga tradición. También se explotan en Venezuela, pero con producciones muy pequeñas. Las reservas mundiales de petróleo contenidas en este tipo de acumulaciones no convencionales son enormes, solo en el distrito de Alberta se estiman en 174.500 millones de barriles (equivalente a las reservas convencionales de petróleo de Arabia Saudita).
- Metano en capas de carbón: es el gas natural, metano, asociado a las capas de carbón. El gas se encuentra retenido en fracturas y, fundamentalmente, adsorbido en la matriz de la roca (carbón). Existen importantes reservas mundiales de gas natural asociadas a este tipo de acumulaciones no convencionales (véase figura 1). Los principales productores son: Estados Unidos, donde el 7,5% de su producción total de gas proviene de este tipo de recurso no convencional, Canadá y Australia.
- Tight gas: es el gas natural contenido en rocas muy compactas, areniscas y/o calizas, con valores de permeabilidad matricial muy bajos. No son rocas madre, son rocas almacén, aunque muy compactas. Por tanto, el gas no se ha generado en ellas, ha migrado desde la roca madre y se encuentra contenido en microfracturas y

en la escasa porosidad matricial de la roca. Existen importantes reservas mundiales de gas asociadas a este tipo de acumulaciones.

- Shale oil y shale gas: los términos no son muy adecuados puesto que implican que los hidrocarburos se encuentra en lutitas, lo cual no siempre es cierto. Aquí, el lector debe interpretar la palabra shale (lutita) en sentido muy amplio, incluyendo lutitas ricas en materia orgánica, margas organógenas, etc., es decir, las litologías que constituyen las rocas madre de hidrocarburos: rocas con tamaño de grano muy fino, ricas en materia orgánica y con muy bajos valores de porosidad y permeabilidad matricial. En otras palabras, el shale oil y el shale gas son los hidrocarburos, ya sea petróleo o gas, que se encuentran almacenados en la roca madre en la que se generaron. En consecuencia, en el caso del shale oil y del shale gas, la roca madre del sistema es también la roca reservorio. En castellano, el término shale gas se está traduciendo como “gas de pizarra” o “gas de esquisto”, por lo que adolece de una imprecisión similar, o incluso mayor, que la propia de su equivalente en inglés. Debe entenderse el gas contenido en la propia roca generadora, independientemente de su composición litológica. En cualquier caso, el shale oil y, especialmente, el shale gas son los tipos de acumulaciones no convencionales de hidrocarburos cuya exploración-producción está experimentando un mayor auge en los últimos años, así como una creciente repercusión en los medios de comunicación. Las reservas mundiales de gas asociadas a este tipo de acumulaciones son muy importantes.

Los depósitos de lutitas ricas en materia orgánica con potencial para la producción de hidrocarburos se conocen como yacimientos no convencionales y como recursos no convencionales. Los yacimientos de gas no convencionales corresponden a sedimentos de permeabilidad baja a ultra baja que producen principalmente gas seco. Los yacimientos con una permeabilidad de más de 0,1 [Md] se consideran convencionales, y aquellos cuya permeabilidad es inferior a ese valor límite se denominan no convencionales, si bien no existe fundamento científico alguno para tal designación.

Según una definición más reciente, los yacimientos de gas no convencionales son aquéllos que no pueden ser explotados con tasas de flujo económicas ni con volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado mediante tratamientos de fracturamiento hidráulico o aquéllos a los que se llega mediante un pozo horizontal, pozos multilaterales o alguna otra técnica para exponer más superficie del yacimiento al pozo⁵. Esta definición incluye las formaciones compuestas de areniscas gasíferas compactas y los carbonatos, además de recursos no convencionales tales como el carbón y las lutitas. El término recurso no convencional se refiere a los sedimentos que actúan al mismo tiempo como yacimiento y como fuente de hidrocarburos. A diferencia de las extensiones productivas convencionales, los recursos no convencionales cubren una superficie extensa y habitualmente no están confinados a la estructura geológica.

Campos Maduros.

En general los campos maduros son aquellos que han alcanzado el pico de su producción y comienza la etapa de declinación, se caracterizan porque llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y una recuperación de crudo cercano al 30%. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial. Con las coyunturas actuales de un alto precio y una demanda creciente, se hace más viable económicamente invertir en estos campos para aumentar el recobro y así extender su vida útil. Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante obtener reservas adicionales de los campos existentes. Así como se habla de la “eficiencia energética” como una nueva fuente de energía, el aumento de la productividad en los campos maduros resultaría en un incremento real de las reservas al aumentar el factor de recuperación por encima de los valores históricos de 35% para crudos y 70% para gas. Si se piensa en los altos volúmenes de hidrocarburos que quedan remanentes se puede apreciar el inmenso potencial que presentan estos campos para adicionar reservas, lo cual aparece difícil de alcanzar con nuevos descubrimientos.

⁵ Consejo Nacional del Petróleo (NPC) de EUA: “Unconventional Gas Reservoirs-Tight Gas, Coal Seams, and Shales”, Washington, DC, documento de trabajo del Estudio Global del Petróleo y gas del NPC, 18 de Julio de 2007.

En definiciones de autores en artículos de la SPE en relación a campos maduros mencionan lo siguiente:

Cheatwood y Guzman "las áreas maduras son áreas que históricamente muestran bajo margen económico". Fleckenstan "el campo Carpinteria (California, Estados Unidos) es un campo considerado maduro porque se encuentra en el límite económico de producción". Para estos autores, la madurez se relaciona con el límite económico del campo.

Pande y Clark utilizan algunas características de campo / yacimiento para la conceptualización y caracterización de un campo maduro "los yacimientos maduros son definidos por las propiedades: potencial adicional de recuperación por implementación de técnicas y herramientas avanzadas de caracterización del yacimiento, administración de yacimientos y/o la implementación de algún tipo de recuperación mejorada necesaria para extender el límite económico y la vida productiva del campo.

Capítulo 1.

Reforma Energética.

1.1 Introducción.

La Reforma Energética, según la secretaría de energía (SENER) 2013. Es una oportunidad histórica con la que México podrá aprovechar sus recursos energéticos de forma racional, sustentable y con apego a los principios de soberanía nacional, eficiencia económica y beneficio social. Con el aprovechamiento eficiente de los recursos naturales del país, será posible detonar el potencial del sector energético para generar mayor bienestar para la población. La propia secretaría dice que este objetivo se logrará a través del aumento de la producción de energía más limpio y de menor costo, el incremento de la renta petrolera, la generación de empleos bien remunerado y la protección del medio ambiente.

Las instituciones gubernamentales mencionan que la reforma energética tiene como finalidad atraer inversiones y modernizar el sector energético a fin de impulsar:

- *El apoyo a la economía familiar mediante la disminución del precio de la luz, del gas y de los alimentos, así como con la creación de empleos formales de calidad y bien remunerados y un mejor servicio en el abastecimiento de combustibles.*
- *El desarrollo social, al destinar la renta petrolera a apuntalar el gasto social, el ahorro de largo plazo y a programas de becas, a la Pensión Universal y a proyectos productivos y de desarrollo tecnológico, así como a establecer mecanismos para que los beneficios de la actividad energética lleguen a las comunidades y propicien el desarrollo regional.*
- *El cuidado al medio ambiente, la protección de los trabajadores y el bienestar de la población, al fomentar la generación de energía a partir de fuentes renovables*

y tecnologías limpias, al regular la seguridad del sector hidrocarburos y al hacer a las empresas corresponsables del bienestar de las comunidades.

- *El aumento de la transparencia en el sector energético, para que los mexicanos conozcan a detalle los ingresos que se obtienen por la extracción de petróleo y gas natural, y así puedan verificar que se destinen para mejorar su calidad de vida y contribuir al desarrollo nacional.*
- *La competitividad del país, haciendo posible que las pequeñas y medianas empresas mexicanas gasten menos en energía, y que Pemex y la CFE utilicen sus recursos para modernizarse y asimilar tecnología de vanguardia.*
- *La capacidad productiva e industrial de México, al aumentar la disponibilidad de insumos energéticos de menor costo producidos en territorio nacional. Asimismo, se fortalecerán nuestras exportaciones de energía y se reducirá nuestra creciente dependencia de energéticos importados.*

Con la Reforma Energética el país transitaría hacia un modelo energético dinámico, basado en los principios de competencia, apertura, transparencia, sustentabilidad y responsabilidad fiscal de largo plazo. Se espera que México sea más competitivo y próspero que sienta las bases para una nueva etapa de desarrollo y bienestar en beneficio de la población.

1.2 Decreto de la reforma energética.

1.2.1 Artículo Único.

Se reforman los párrafos cuarto, sexto y octavo del artículo 25; el párrafo sexto del artículo 27; los párrafos cuarto y sexto del artículo 28; y se adicionan un párrafo séptimo, recorriéndose los subsecuentes en su orden, al artículo 27; un párrafo octavo, recorriéndose los subsecuentes en su orden, al artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, para quedar como sigue:

1.2.2 Artículo 25.

[...] El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución,

manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal, para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, con base en las mejores prácticas, y determinará las demás actividades que podrán realizar. [...] Bajo criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

[...] La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial.

1.2.2 Artículo 27.

En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes, salvo en radiodifusión y telecomunicaciones, que serán otorgadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y substancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularán la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban

efectuarse a partir de su vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de éstas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose de minerales radiactivos no se otorgarán concesiones. Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.

1.2.4 Artículo 28.

[...] No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; minerales radiactivos y generación de energía nuclear; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta

Constitución, respectivamente; así como las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite y los ferrocarriles son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia.

...

El Estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la rectoría del desarrollo nacional que corresponde al Estado. Ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento. El Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, cuya Institución Fiduciaria será el banco central y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución, con excepción de los impuestos.

El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley.

1.3 Justificación de la reforma energética.

Petróleos Mexicanos a pesar de ser una de las mayores empresas públicas del país, presenta grandes retos y áreas de oportunidad en su eficacia y productividad. Esto se debe en gran medida al actual marco jurídico que les impedía operar con la flexibilidad necesaria para potenciar sus capacidades productivas y así aumentar su rentabilidad.

Hasta antes de la reforma Pemex ejecutaba por su cuenta, y por encima de sus capacidades, todo tipo de proyectos, asumiendo todos los riesgos y apostando su capital: desde trabajos de alta complejidad y especialización técnica para la exploración y extracción de hidrocarburos, hasta el transporte y almacenamiento de los mismos y de sus derivados. Esto ha impedido detonar el potencial en aguas someras y desarrollar las nuevas fuentes de riqueza como aguas profundas, gas y petróleo de **lutitas y campos maduros**.

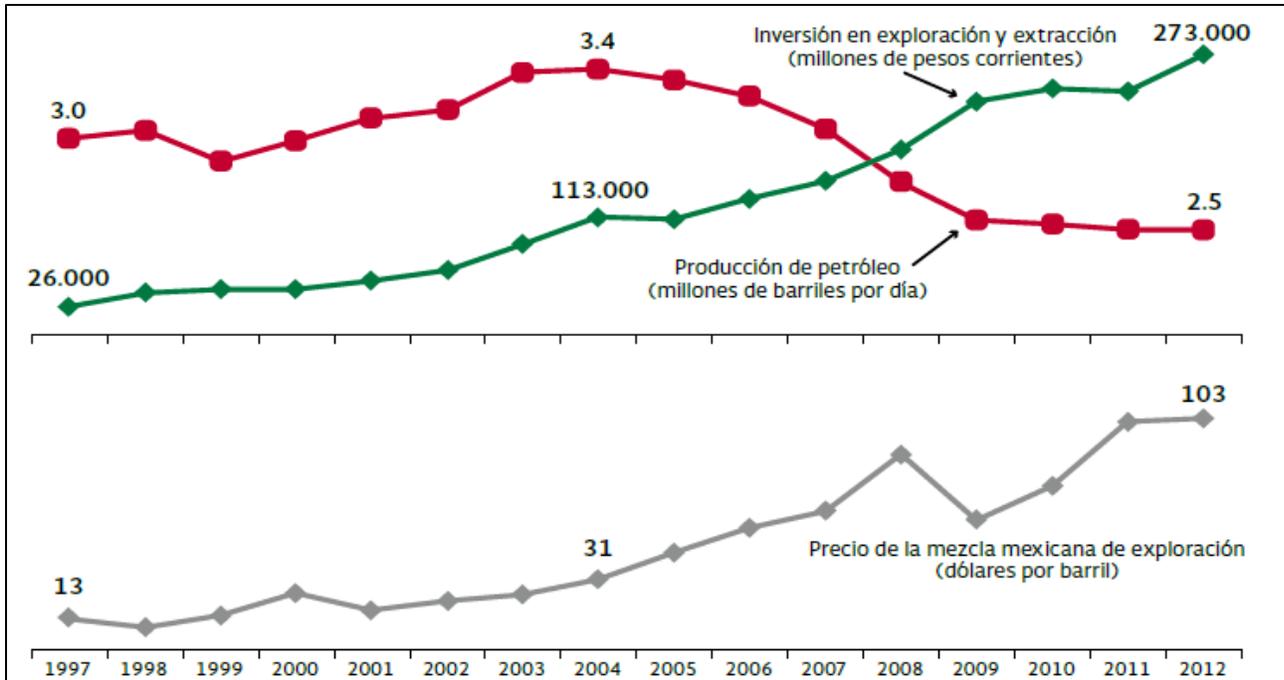
México, al igual que muchos otros países con abundantes recursos naturales, sustenta en gran medida su desarrollo económico y social en su riqueza energética.

La declinación del yacimiento Cantarell marcó el fin de la era del petróleo de fácil acceso. A pesar de invertir más en exploración y extracción de petróleo y gas, la producción de petróleo pasó de 3.4 millones de barriles diarios en 2004, a 2.5 millones de barriles diarios en 2013. (Gráfica 1 y 2)

El petróleo del futuro provendrá de los llamados **recursos no convencionales** que se encuentran en cuencas de **lutitas** y en aguas profundas. Aunque México cuenta con un considerable potencial de estos recursos, se carece de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer estos hidrocarburos de forma competitiva.

El principal obstáculo para materializar plenamente el potencial de nuestro país en este tipo de yacimientos era el marco constitucional. Antes de la Reforma, la Constitución obligaba a Pemex a llevar a cabo, por sí solo, todas las actividades de la industria petrolera, sin importar las limitaciones financieras, operativas o tecnológicas a las que estuviera sujeto.

De acuerdo con estimaciones de Pemex, desarrollar el potencial de la industria nacional de exploración y extracción requeriría de aproximadamente 60 mil millones de dólares al año dado el portafolio de inversión que se tiene identificado. Sin embargo, hoy Pemex sólo cuenta en su presupuesto anual con alrededor de 27 mil millones de dólares. Incluso un régimen fiscal más atractivo para Pemex sería insuficiente para desarrollar dicho portafolio.



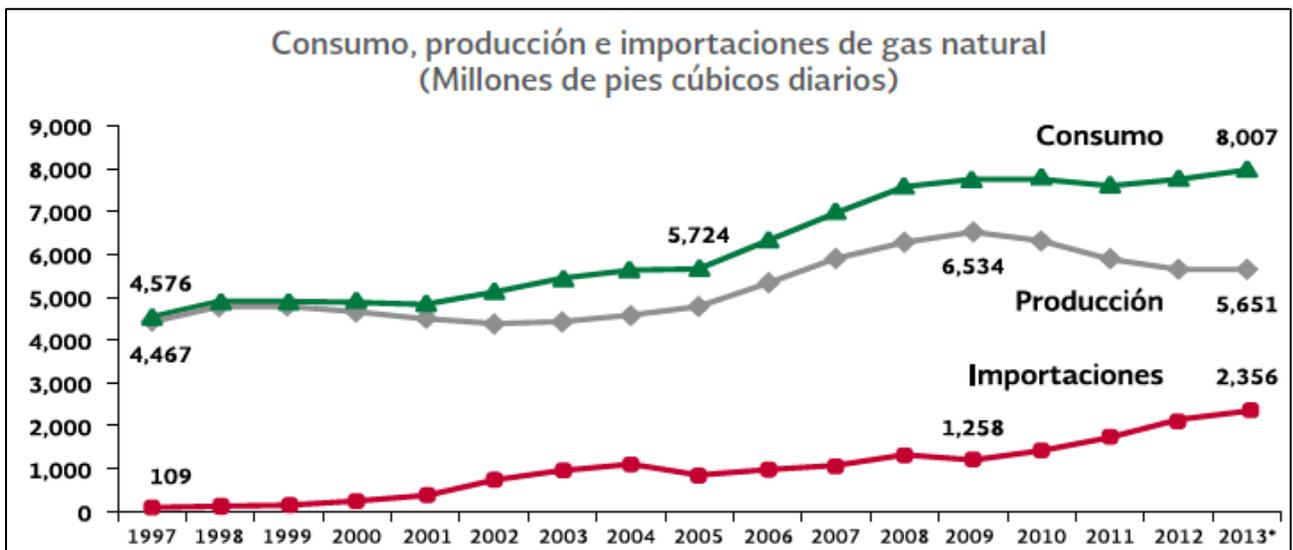
Inversión en exploración y extracción, producción de petróleo y precio de la mezcla mexicana de exportación (1997-2014*)

* Periodo enero-junio de 2014.

Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía.

Gráfica 1.

Con respecto al gas natural, en 1997 México era prácticamente autosuficiente, pues sólo importábamos 3% del consumo nacional. En la actualidad importamos 29% del gas natural que consumimos en el país.



* Periodo enero-junio de 2014.

Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía.

Gráfica 2.

Mientras que la utilidad operativa por la producción de petróleo es de alrededor de 80 dólares por barril, la del gas natural apenas alcanza los 50 centavos de dólar por millón de BTU. Naturalmente, Pemex eligió durante muchos años el negocio que le resultaba más rentable; es decir, la exploración y producción de petróleo.

Sin embargo, el marco constitucional anterior a la Reforma establecía que Pemex era la única empresa que podía extraer los hidrocarburos del subsuelo. Por esta razón, la producción nacional de gas natural decayó de forma significativa. Como consecuencia de esta restricción, y para satisfacer la demanda nacional de gas natural, hemos tenido que importar este hidrocarburo a precios superiores de los que costaría producirlo en México.

1.4 Objetivos de la reforma energética.

- Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.
- Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a Pemex y a la Comisión Federal de Electricidad como Empresas Productivas del Estado 100% mexicanas.
- Reducir la exposición del país a los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.
- Permitir que la Nación ejerza, de manera exclusiva, la planeación y control del sistema eléctrico nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios de la luz.
- Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país.
- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios.
- Garantizar estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro, transparencia y rendición de cuentas.
- Combatir de manera efectiva la corrupción en el sector energético.
- Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro de largo plazo en beneficio de las generaciones futuras.
- Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.

1.5 Metodología de la reforma energética.

Como resultado de un debate incluyente y abierto, la Reforma Constitucional en Materia Energética establece en el Artículo 27 que, tratándose de petróleo e hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentren en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y en el Artículo 28 reafirma que la exploración y extracción de petróleo y gas natural son actividades estratégicas para el país. Consecuentemente, la Reforma mantiene la prohibición de otorgar concesiones para la explotación de los hidrocarburos de la Nación.

Con el fin de incrementar la capacidad de inversión del Estado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, la Reforma establece la posibilidad de que la Nación otorgue asignaciones o contratos a Pemex, e incorpora también la posibilidad de otorgar contratos a empresas privadas, por sí solas en asociación con Pemex. Se trata de un cambio modernizador que permitirá poner en producción yacimientos de hidrocarburos que en la actualidad se encuentran ociosos por falta de inversión, de capacidad de ejecución y de tecnología.

Con la Reforma Energética, se incorpora una práctica internacional conocida como “Ronda Cero”, con el fin de dar a Pemex preferencia sobre cualquier otra empresa en la definición de su cartera de proyectos. Así, Pemex se fortalece y mantiene su papel estratégico dentro de la industria petrolera nacional.

Mediante la “Ronda Cero”, Pemex recibirá las asignaciones de aquellos campos en producción y aquellas áreas en exploración que tenga interés en operar y donde demuestre tener capacidad técnica, financiera y de ejecución para desarrollarlos en forma eficiente y competitiva, garantizando que tendrá las mejores condiciones para generar valor.

Pemex podrá proponer a la SENER la migración de sus asignaciones a contratos, mismos que contemplarán condiciones fiscales específicas acordes con las

características de cada campo petrolero. Como parte del proceso de migración de asignaciones, Pemex podrá asociarse con terceros a través de contratos, y con ello aumentar su capacidad de inversión, reducir su exposición al riesgo y asimilar nuevas tecnologías.

La reforma constitucional establece que las leyes secundarias regularán los tipos de contratos que el Estado podrá utilizar, con el objetivo de obtener ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, tales contratos serán entre otros: de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia. En todos los casos, el Gobierno de la República podrá elegir el tipo de contrato que más convenga al país, dependiendo de las características y ventajas de cada yacimiento.

La ley regulará, entre otras, las siguientes modalidades de contraprestación:

- En efectivo, para los contratos de servicios;
- Con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida;
- Con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida;
- Con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia, o
- Cualquier combinación de las anteriores.

El Estado definirá la modalidad de contraprestación atendiendo siempre a maximizar los ingresos de la Nación, para lograr el mayor beneficio de largo plazo para los mexicanos.

La posibilidad de celebrar contratos con Pemex o con particulares tiene ventajas para la Nación.

Con los nuevos contratos, el Estado no tendrá que asumir todo el riesgo de invertir en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas, pues el riesgo recaerá en los operadores.

Sin embargo, la renta petrolera crecerá y seguirá siendo 100% para la Nación.

Por otro lado, los nuevos contratos permitirán multiplicar la capacidad de inversión en el sector.

Así podrá aumentarse la producción de petróleo y gas natural y, con ello, los ingresos fiscales del Estado, lo que se traducirá en mayores recursos para para invertir en educación, seguridad social e infraestructura.

Para asegurar la transparencia y combate a la corrupción, las asignaciones y contratos tendrán mecanismos que garanticen la máxima transparencia en cuanto a su tratamiento y operación. Además, podrán ser consultados en cualquier momento por los ciudadanos y estarán sujetos a un sistema de auditorías permanentes y de rendición de cuentas.

Bajo los términos de la reforma constitucional, toda la información de los contratos que suscriba el Gobierno de la República estará disponible para los mexicanos. La información incluirá, entre otros: i) la identificación de los suscriptores y el objeto de los contratos; ii) sus términos y condiciones; iii) los pagos realizados a los contratistas y iv) los ingresos percibidos por el gobierno. Se deberá también informar sobre los resultados de la ejecución de los contratos.

La SENER, como cabeza de sector, es la encargada de diseñar los lineamientos de los contratos, así como los lineamientos técnicos que deberán observarse en el proceso de licitación (incluyendo la precalificación). A la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) le corresponde la definición de los términos fiscales de los contratos y de las licitaciones, mientras que la Comisión Nacional de Hidrocarburos es la responsable de adjudicar el contrato al ganador y administrarlo durante todo su ciclo de vida.

Por otro lado, se reconoce que reportar el interés económico de un contrato es un elemento que permite atraer un mayor flujo de inversión del sector privado en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas. En consecuencia, Pemex y particulares podrán reportar a inversionistas y reguladores, así como al público en

general, los proyectos que desarrollen en México y los beneficios esperados de los contratos.

Un aspecto relevante de la reforma es que permite a los asignatarios y contratistas reportar los beneficios esperados, sin que esto signifique que serán propietarios de las reservas. De acuerdo con lo dispuesto en la reforma constitucional, no es posible que el operador, público o privado, registre como suya la propiedad de los hidrocarburos que están en el subsuelo mexicano. Por el contrario, tanto en contratos, como en asignaciones, se debe afirmar expresamente que el petróleo y el gas que están en el subsuelo pertenecen únicamente a México y a los mexicanos.

Dada la relevancia que las actividades petroleras revisten para el desarrollo nacional, la reforma constitucional establece que todas las actividades de exploración y extracción de petróleo y de gas son de interés social y de orden público. Por ello, establece una convivencia ordenada entre las distintas actividades en la superficie, en la que el sector energético tendrá prioridad sobre otras actividades, incluyendo la minería. En caso de que actividades agrícolas u otras superficiales convivan con trabajos relacionados con los hidrocarburos, se podrá optar entre una contraprestación o indemnización.

En cuanto al arreglo institucional, con la reforma la SENER se mantiene como la cabeza de sector y teniendo entre sus principales facultades: i) definir la política energética; ii) adjudicar asignaciones a Pemex y iii) seleccionar las áreas que podrán ser objeto de contratos para la exploración y extracción de petróleo y gas natural.

La Reforma también fortalece al regulador para asegurar la correcta administración de los contratos. La CNH será un órgano regulador coordinado, con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestal. La CNH estará integrada por siete comisionados, que serán nombrados a partir de una terna propuesta por el Presidente de la República, y ratificada por dos terceras partes del Senado de la República.

La CNH será la encargada de i) asesorar técnicamente a la SENER; ii) recopilar la información geológica y operativa, iii) autorizar los trabajos de reconocimiento y exploración superficial, y iv) emitir regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, entre otras funciones.

También será responsable de llevar a cabo y de asignar las licitaciones de contratos de exploración y extracción de gas y petróleo, de suscribirlos, y administrarlos de manera técnico.

Capítulo 2.

Ronda cero y ronda uno.

2.1 Ronda cero.

2.1.1 Fundamento Constitucional.

TRANSITORIO SEXTO DEL DECRETO DE REFORMA CONSTITUCIONAL

La Secretaría del ramo en materia de Energía, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), será la encargada de adjudicar a Petróleos Mexicanos las asignaciones a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución.

El organismo deberá someter a consideración de la Secretaría del ramo en materia de Energía la adjudicación de las áreas en exploración y los campos que estén en producción, que esté en capacidad de operar, a través de asignaciones. Para lo anterior, deberá acreditar que cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva. La solicitud se deberá presentar dentro de los noventa días naturales siguientes a la entrada en vigor del presente Decreto.

La Secretaría del ramo en materia de Energía revisará la solicitud, con la asistencia técnica de la CNH, y emitirá la resolución correspondiente dentro del plazo de ciento ochenta días naturales posteriores a la fecha de la solicitud de Pemex, estableciendo en la misma la superficie, profundidad y vigencia de las asignaciones procedentes. Lo anterior tomando en cuenta, entre otros, los siguientes aspectos:

- a) Para asignaciones de exploración de hidrocarburos: en las áreas en las que, a la fecha de entrada en vigor del presente Decreto, Pemex haya realizado descubrimientos comerciales o inversiones en exploración, será posible que, con base en su capacidad de inversión y sujeto a un plan claramente establecido de exploración de cada área asignada, continúe con los trabajos en un plazo de tres años, prorrogables por un período máximo de dos años en función de las características técnicas del campo de que se trate y del cumplimiento de dicho plan de exploración, y en caso de éxito, que continúe con las actividades de extracción. De no cumplirse con el plan de exploración, el área en cuestión deberá revertirse al Estado.
- b) Para asignaciones de extracción de hidrocarburos: Pemex mantendrá sus derechos en cada uno de los campos que se encuentren en producción a la fecha de entrada en vigor del presente Decreto. Deberá presentar un plan de desarrollo de dichos campos que incluya descripciones de los trabajos e inversiones a realizar, justificando su adecuado aprovechamiento y una producción eficiente y competitiva.

Para la determinación de las características establecidas en cada asignación de extracción de hidrocarburos se considerará la coexistencia de distintos campos en un área determinada. Con base en lo anterior, se podrá establecer la profundidad específica para cada asignación, de forma que las actividades extractivas puedan ser realizadas, por separado, en aquellos campos que se ubiquen en una misma área pero a diferente profundidad, con el fin de maximizar el desarrollo de recursos prospectivos en beneficio de la Nación.

En caso de que, como resultado del proceso de adjudicación de asignaciones para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos a que hace mención este transitorio, se llegaran a afectar inversiones de Pemex, éstas serán reconocidas en su justo valor económico en los términos que para tal efecto disponga la Secretaría del ramo en materia de Energía. El Estado podrá determinar una contraprestación al realizar una

asignación. Las asignaciones no podrán ser transferidas sin aprobación de la Secretaría del ramo en materia de Energía.

Pemex podrá proponer a la Secretaría del ramo en materia de Energía, para su autorización, la migración de las asignaciones que se le adjudiquen a los contratos a que se refiere el artículo 27, párrafo séptimo, de esta Constitución.

Para ello, la Secretaría del ramo en materia de Energía contará con la asistencia técnica de la CNH.

En la migración de las asignaciones a contratos, cuando Pemex elija contratar con particulares, a fin de determinar al particular contratista, la CNH llevará a cabo la licitación en los términos que disponga la ley. La ley preverá, al menos, que la Secretaría del ramo en materia de Energía establezca los lineamientos técnicos y contractuales, y que la Secretaría del ramo en materia de Hacienda será la encargada de establecer las condiciones fiscales. En estos casos, la administración del contrato estará sujeta a las mismas autoridades y mecanismos de control que aplicarán a los contratos suscritos por el Estado.

2.1.2 Objetivo de la ronda cero.

La Ronda Cero tiene un doble objetivo:

1. Fortalecer a Pemex dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción de forma eficiente y una adecuada restitución de reservas, constituyendo el primer paso para convertirse en Empresa Productiva del Estado.
2. Multiplicar la inversión en exploración y extracción de gas y petróleo en el país, a través de rondas de licitación en las que participará la industria petrolera, y en las cuales Pemex podrá competir.

La premisa de este mecanismo es lograr un balance entre los recursos que Pemex operará y los que el Estado administrará y otorgará en las rondas posteriores.

Pemex contará con recursos petroleros importantes para mantener un nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción sustentable, pudiendo acceder a nuevas áreas como resultados de las rondas en las que compita.

El Estado promoverá la inversión en exploración y extracción de hidrocarburos a través de rondas de licitación abiertas a la participación de la industria petrolera, con el fin de incrementar la seguridad energética de México.

2.1.3 Reservas y Recursos de México.

Las reservas son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperables comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, bajo condiciones definidas en una fecha determinada.

Las reservas son categorizadas de acuerdo con su nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub clasificarse en:

- Reservas 1P: Reservas probadas con una probabilidad de extracción de al menos 90%.
- Reservas 2P: Suma de las Reservas Probadas y las Reservas Probables que en conjunto tienen una probabilidad de extracción de al menos 50%.
- Reservas 3P: Suma de las Reservas Probadas, Reservas Probables y Reservas Posibles, que en conjunto tienen una probabilidad de extracción de al menos 10%.

Recursos prospectivos: Aquellos recursos que no han sido descubiertos pero que han sido inferidos y que se estiman potencialmente recuperables y mediante la aplicación de proyectos futuros (no incluye reservas).

En volumen, las reservas certificadas y los recursos prospectivos al 1 de enero de 2014 fueron los siguientes:

Cuenca	Producción Acumulada.	Reservas			Recursos Prospectivos	
		1P (90%)	2P (50%)	3P (10%)	Convencional	No convencional y Aguas Profundas
Sureste	44.5	11.8	17.4	24.4	15.8	
Tampico Misantla	7.1	1.1	6.6	16.7	2.3	34.8
Burgos	2.3	0.3	0.5	0.8	3.2	15.0
Veracruz	0.7	0.1	0.2	0.3	1.4	0.6
Sabinas	0.1	0.0	0.0	0.1	0.4	9.8
Aguas Profundas	0.0	0.1	0.4	2.0	~	27.8
Plataforma de Yucatan	~	~	~	~	1.7	~
Total	54.7	13.4	25.1	44.3	24.8	88.0

Reservas y recursos prospectivos al 1° de enero de 2014.

Fuente: Pemex 2014.

Tabla 1.

2.1.4 Solicitud de Pemex.

La solicitud de Pemex está alineada con el mandato de convertirse en una Empresa Productiva del Estado con un portafolio diversificado cuyo objetivo fundamental es la generación de valor en sus operaciones.

En extracción, Pemex solicitó los campos en producción que desea mantener. En exploración propuso operar las áreas en las que cuenta con descubrimientos comerciales, incluyendo las aguas profundas del Golfo de México.

En las Cuencas del Sureste, Pemex solicitó las principales áreas de exploración donde cuenta con inversiones en proyectos de exploración.

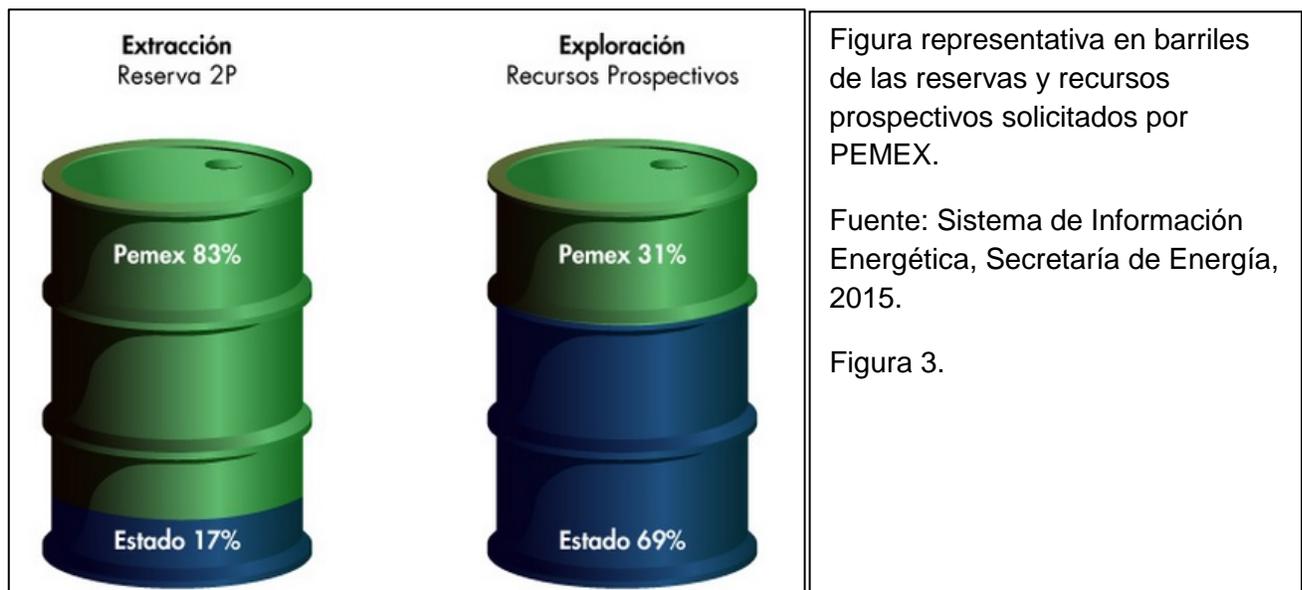
En el caso de Chicontepec, Pemex optó por concentrarse en áreas con mayor actividad y conservar los contratos integrales que mantiene con terceros, liberando importantes áreas para la participación de particulares en futuras rondas de licitación. En áreas de no convencionales, Pemex solicitó una fracción de los recursos prospectivos del país con el fin de adquirir nuevas capacidades tecnológicas para su futuro desarrollo. (Figura 2)

En resumen, Pemex solicitó el 83% de las Reservas 2P y el 31% de los recursos prospectivos (Figura 3)

La Secretaría de Energía, con el apoyo técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, realizó la evaluación de la solicitud de Pemex tomando en consideración las capacidades técnicas, financieras y de ejecución con que cuenta Pemex para operar las asignaciones en forma eficiente y competitiva.



Cuencas solicitadas por Pemex en ronda cero 2015.
 Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.
 Figura 2.



2.1.5 Metodología de la ronda cero.

Para determinar si Pemex cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución para realizar de forma eficiente y competitiva las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, la SENER, con la asistencia técnica de la CNH, empleó la Metodología para la Revisión de la Solicitud de Áreas en Exploración y Campos en Producción para la Adjudicación de Asignaciones.

Dicha metodología se compone de cinco etapas:

1.- Verificación de suficiencia documental:

- La Secretaría de Energía requirió a Pemex la información técnica de las áreas y campos que solicitó.
- La Secretaría de Energía, la CNH y Pemex suscribieron un convenio de colaboración y establecieron los mecanismos para el acceso a la información.

2.- Evaluación de capacidades técnicas, financieras y de ejecución:

- Se consideró el desempeño que Pemex ha tenido en las áreas y campos solicitados.
- Los indicadores técnicos, financieros y de ejecución utilizados fueron los que se emplean en la práctica internacional.

3.- Evaluación de los planes de exploración y desarrollo de los campos en producción:

- Se determinó si los planes son acordes con las características del área o campo analizado.
- Los principales aspectos evaluados fueron los estratégicos, geológicos, geofísicos, de ingeniería, financieros y ambientales.

4.- Consulta a expertos de la industria petrolera:

- Se realizaron mesas de discusión con expertos sobre las conclusiones obtenidas con el objeto de ampliar la capacidad de análisis y evaluación.

5.- Elaboración del documento soporte de decisión:

- La CNH emitió una resolución que sirvió como base para que la Secretaría de Energía decidiera adjudicar o no las áreas y campos solicitados.
- Las resoluciones emitidas por la CNH serán públicas.
- La Secretaría de Energía es la responsable de emitir los títulos de asignación correspondientes.



2.1.5 Resultado del análisis técnico de la ronda cero.

El análisis que se presenta a continuación surge de la reforma de diciembre de 2013. A partir de ese momento y hasta el 21 de marzo de 2014, Pemex preparó la solicitud correspondiente. Así mismo, la SENER y la CNH contaron con casi cinco meses para llegar a las siguientes conclusiones:

En términos de reservas probadas y probables (2P) se asigna a Pemex un volumen de 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir prácticamente el 100% del volumen solicitado en cuanto a reservas. Esto equivale a 15.5 años de producción si consideramos un nivel de producción estable de 2.5 millones de barriles diarios.

En términos de recursos prospectivos, se asigna a Pemex 23,447 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir el 68% de lo solicitado, lo que equivale a aproximadamente cinco años de producción con base en la reserva a incorporar. Así, Pemex contará con el 83% de las reservas 2P y el 21% del recurso prospectivo del país.

De esta forma, se establece un piso para que Pemex pueda producir del orden de 2.5 millones de barriles diarios por los próximos 20.5 años.

Este nivel es un piso ya que Pemex podrá participar en las rondas de licitaciones de contratos que celebre el Estado y también recibir asignaciones en los términos de lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.

Resultados de la ronda cero				
Reservas y recursos prospectivos otorgados				
Tipo	Volumen Otorgado (mmbpce)	Otorgado/ Solicitado (%)	Superficie Otorgada (Km ²)	Reservas/ Producción (años)
Reservas 2P	20,589	100	17,010	15.5
Recurso Prospectivo	23,447	67	72,897	5.0*
Convencional	18,222	70.9	64,489	
No convencional	5,225	58.8	8,408	

*Se calculó con base en la reserve a incorporar.

Reservas y recursos prospectivos otorgados a PEMEX en ronda cero.

Fuente: Secretaria de Energía 2015.

Tabla 2.

Con la resolución de Ronda Cero se logra un balance y diversidad de activos que dota a Pemex con bases sólidas para mantener su liderazgo en las áreas en las que ha destacado hasta ahora, como aguas someras, y que le permiten fortalecer sus capacidades en áreas como aguas profundas o no convencionales. Así mismo, con las primeras 120 asignaciones entregadas a Pemex por la Secretaría de Energía el 13 de agosto de 2014, se cubre el 71% de la producción de petróleo y el 73% de la producción nacional de gas natural actual.

Resultados Ronda Cero		
Reservas y recursos prospectivos		
Tipo/ Área	Reserva 2P (mmbpce)	Recurso Prospectivo (mmbpce)
Convencional	20,589	18,222
Aguas someras	11,374	7,472
Sureste	11,238	7,472
Norte	136	~
Terrestre	8,818	5,913
Sur	4,379	5,371
Chicontepec	3,556	~
Burgos	425	~
Resto Norte	459	542
Aguas Profundas	397	4,837
Perdido	~	3,013
Holok-Han	397	1,824
No Convencional	~	5,225
Total	20,589	23,447

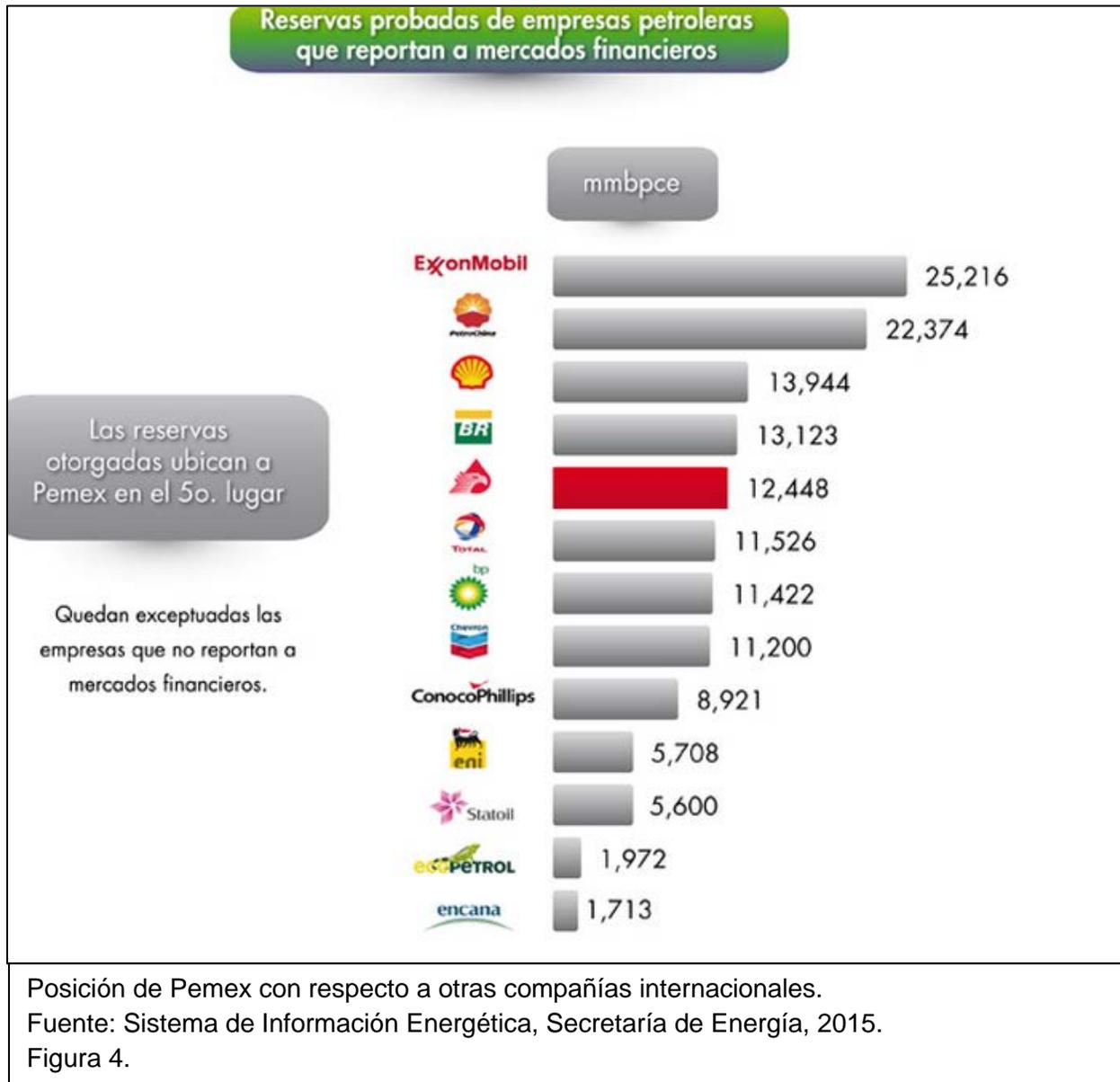
Reservas y recursos prospectivos territoriales otorgados en ronda cero.
Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.
Tabla 3.

2.1.7 Comparativo internacional.

Los recursos asignados en la Ronda Cero ubican a Pemex entre las primeras 10 empresas petroleras en términos de reservas probadas.

Un comparativo con empresas que reportan sus reservas certificadas bajo la misma metodología, ubica a Pemex en el lugar número cinco con 12,448 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por debajo de Petrobras y por encima de Total, BP y

Chevron. Dada la disparidad de metodologías de estimación, esta clasificación no incluye a la mayoría de las empresas de países miembros de la OPEP. (Figura 4)



2.2 Ronda uno.

2.2.1 Fundamento constitucional y legal.

La figura de Contrato fue incorporada en el séptimo párrafo del artículo 27 Constitucional el cual establece que tratándose del petróleo y de los hidrocarburos en el subsuelo y con el propósito de obtener ingresos para el Estado, éste llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley.

Para cumplir con el objeto de las asignaciones y contratos, las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones y contratos.

Adicionalmente, en el artículo Cuarto del régimen transitorio de la Reforma Constitucional, se previó que para llevar a cabo por cuenta de la Nación las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, las modalidades de contratación deberán ser: de servicios, de utilidad compartida, de producción compartida o de licencia; incluyendo las que puedan realizar las empresas productivas del Estado con particulares, en términos del artículo 27 de la Constitución.

En cada caso, el Estado definirá el modelo contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación.

Entre otras modalidades de contraprestaciones, deberán regularse las siguientes:

- en efectivo, para los contratos de servicios;
- con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida;

- con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida;
- con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia, o
- cualquier combinación de las anteriores.

En cualquier caso, la Nación escogerá la modalidad de contraprestación atendiendo siempre la maximización de los ingresos del Estado. Asimismo, la misma ley establecerá las contraprestaciones y contribuciones a cargo de las empresas productivas del Estado o de los particulares y regulará los casos en los que se les impondrá el pago a favor de la Nación por los productos extraídos que se les transfieran.

2.2.2 Proceso contractual.

Para el proceso de diseño, otorgamiento, operación y administración de los contratos se estableció un esquema de pesos y contrapesos que contempla la participación de la SENER, la SHCP, la CNH, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente y el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

2.2.2.1 Diseño de Contrato:

La SENER se encargará de seleccionar las áreas para licitación de contratos con la asistencia técnica de la CNH. Asimismo, se encargará de la aprobación y publicación de un plan quinquenal de licitaciones.

Los lineamientos técnicos para establecer las bases de licitación, incluyendo los criterios y el proceso de precalificación, también serán responsabilidad de la SENER. Para lo anterior, deberá obtener opinión de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) sobre los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación, que podrá ser cualquiera de los comúnmente utilizados a nivel internacional.

La SENER también determinará y diseñará el tipo de contrato que aplicará a cada área contractual, previa opinión de la SHCP.

Por su parte, la SHCP será responsable de determinar los términos económicos fiscales de los contratos, así como las variables de adjudicación que serán de carácter económico.



Diagrama 1.

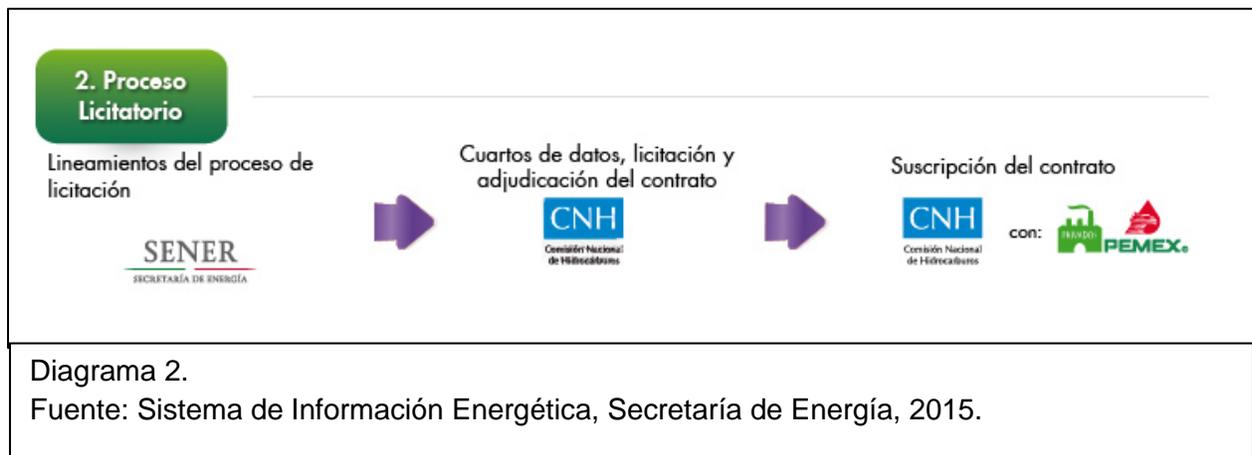
Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.

2.2.2.2 Proceso licitatorio

La CNH llevará a cabo las licitaciones para adjudicar contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, siguiendo los lineamientos técnicos de la SENER y las condiciones económicas fiscales que establezca la SHCP.

Las propuestas para las licitaciones podrán ser entregadas de forma presencial o por medios electrónicos para fomentar la participación y asegurar la transparencia del proceso.

La CNH suscribirá los contratos con el ganador de la licitación, ya sea Pemex, alguna empresa privada, o Pemex asociado con privados.



2.2.2.3 Operación.

Asimismo, en la operación de los contratos la CNH aprueba los planes de exploración y de extracción y es la responsable de autorizar la perforación de pozos.

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente será la encargada de supervisar y sancionar a los contratistas en materia de protección de las personas, los bienes y el medio ambiente.



Finalmente, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo será el encargado de recibir todos los ingresos, de realizar los pagos según lo establecido en cada contrato y de administrar los recursos que corresponden al Estado.

4. Administración de los Ingresos Petroleros

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo realizará los pagos de los contratos y administrará los ingresos petroleros del Estado.

2.2.2.5 Asociaciones.

La participación en los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos podrá realizarse de manera individual, en consorcio o en asociación en participación, conforme a lo siguiente:

- 1.- La asociación es libre, tanto para Pemex como para otras empresas interesadas, al presentar propuestas en las licitaciones para obtener un contrato.
- 2.- Una vez que el contrato ha sido adjudicado por licitación, el ganador puede cambiar la estructura de capital o incluso al operador con libertad, cuantas veces sea necesario, siempre que cuenten con la autorización de la CNH.
- 3.- Cuando Pemex quiera migrar una asignación a contrato y desee contar con un socio, deberá aplicarse un procedimiento de licitación por parte de la CNH para garantizar las mejores condiciones para el Estado.

Pemex deberá opinar favorablemente sobre los criterios de precalificación diseñados por la SENER y opinar sobre las empresas que sean precalificadas en la licitación. La CNH declarará al ganador.

Una vez llevado a cabo este proceso de mercado, Pemex podrá ajustar la sociedad según su conveniencia, debiendo contar solamente con la autorización de la CNH.

2.2.3 Régimen fiscal de los contratos.

2.2.3.1 Estructura de los contratos de licencia.

Se prevé que en los contratos de licencia, el Estado reciba ingresos mediante los siguientes elementos económicos:

- Bono a la firma
- Cuota para la fase exploratoria.
- Regalía básica.
- Contraprestación (tasa adicional de regalía, modificada por el mecanismo de ajuste)
- Impuesto sobre la Renta

Por su parte, el Contratista recibirá como contraprestación la propiedad de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo.

2.2.3.2 Estructura de los contratos de utilidad y producción compartida.

Analíticamente, los contratos de utilidad y de producción compartida son equivalentes. La diferencia es que, en los primeros se distribuye la utilidad en efectivo y en los segundos, en especie, es decir, con barriles de petróleo crudo y gas.

Se prevé que el Estado reciba ingresos mediante los siguientes elementos:

- Cuota para la fase exploratoria.
- Regalía básica.
- Porcentaje de la utilidad operativa (modificada por el mecanismo de ajuste)
- Impuesto sobre la Renta
- Por su parte, el Contratista recibirá como contraprestación:

- Recuperación de costos (sujeto a un límite de flujo).
- Porcentaje de la utilidad operativa (modificada por el mecanismo de ajuste).

2.2.3.3 Descripción de los elementos económicos de los Contratos de Licencia, Utilidad Compartida y Producción Compartida.

- Cuota para la fase exploratoria: Se trata de un pago por la superficie contratada en tanto no exista producción. Permite al Estado recibir un flujo positivo durante la fase de exploración y aumenta el costo al contratista de no desarrollar un área.
- Regalía básica: Se trata de un pago moderado basado en los ingresos brutos del proyecto. Se aplica una tasa creciente en función del precio del hidrocarburo. Garantiza al Estado un flujo positivo de recursos y es fácil de fiscalizar.
- Bono a la firma. Se trata de un monto moderado y predeterminado, pagadero en efectivo. Es indicativo de la seriedad de la oferta y proporciona un cierto incentivo financiero para buscar una producción temprana.
- Contraprestación del Estado: se aplica mediante una tasa sobre una base de ingresos brutos (“sobre-regalía”). En general servirá como una de las variables de adjudicación, junto con el compromiso de inversión.
- Límite de Costo. Se podrá considerar un límite de costos, en flujo. Cada periodo, el contratista recupera costos hasta un porcentaje de los ingresos, los costos por arriba del límite se recuperan en periodos subsecuentes.

- Porcentaje de la utilidad operativa. La utilidad operativa se calcula restando a los ingresos del proyecto los costos reconocidos, considerando un límite de costos por periodo. El porcentaje para el Estado será una de las variables de adjudicación.
- Recuperación de costos. Se trata de los costos reconocidos en que haya incurrido el contratista, sujeto a que correspondan a actividades autorizadas en el plan de desarrollo aprobado por la CNH y a la fiscalización por la SHCP.

Cada periodo, el contratista recupera costos hasta un porcentaje de los ingresos, los costos por arriba se recuperan en periodos subsecuentes

- Mecanismo de ajuste. Su objetivo es controlar la rentabilidad extraordinaria que se genere por precios altos, mayor productividad (menores costos) o por descubrimientos “inesperados” por encima de las expectativas.
- El mecanismo de ajuste modifica alguna de las Contraprestaciones que recibe el contratista en función de la rentabilidad alcanzada en cada periodo.
- En general, se plantea que en tanto el contratista no alcance un cierto nivel de rentabilidad, recibe el 100% de la Contraprestación.
- Una vez alcanzado ese nivel de rentabilidad, recibirá un porcentaje gradualmente menor de la Contraprestación, hasta llegar a un nivel mínimo cuando el privado alcance una rentabilidad determinada.
- En algunos casos, será necesario que el factor de ajuste regrese a valores previos conforme madura el proyecto (e.g. recuperación secundaria).

Concepto	Licencias	Utilidad Compartida	Producción Compartida
ISR	✓	✓	✓
Cuota para la fase exploratoria	✓	✓	✓
Regalía básica	✓	✓	✓
Bono a la firma	✓	x	x
Contraprestación del Estado	✓ (Sobre-regalía)	x	x
Mecanismo de ajuste	✓	✓	✓

- En la adjudicación se pueden considerar los ingresos para el Estado y compromisos de inversión.
- Hay un cerco fiscal a nivel de la industria de exploración y producción.

Diagrama 4.
Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.

2.2.3.4 Adjudicación de los Contratos.

El proceso de licitación se establece en la Ley de Hidrocarburos. Para propósitos de transparencia y rendición de cuentas, se prevé lo siguiente:

- La adjudicación se hace en base a quien ofrezca la mayor cantidad de recursos para el Estado a través del tiempo.
- Los Contratos de Licencia se adjudicarán a quien ofrezca una mayor sobre-regalía y el mayor monto de inversión.
- En los Contratos de Utilidad Compartida y de Producción Compartida se adjudicarán a quien ofrezca un mayor porcentaje de utilidad para el Estado y el mayor monto de inversión.
- Se establecerían requerimientos comunes de inversión, contenido nacional, capacidad técnica, entre otros, en los contratos.
- La precalificación es importante para evitar renegociaciones.

En la adjudicación se pueden considerar los ingresos para el Estado y compromisos de inversión.

Hay un cerco fiscal a nivel de la industria de exploración y producción.

2.2.4 Características de los contratos.

Los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos deberán establecer que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y su adjudicación tendrá lugar a través de licitaciones. Adicionalmente, los contratos tienen las siguientes características:

- Pueden ser suscritos entre la CNH y a) Pemex; b) Pemex asociado con particulares; o c) particulares.
- Adjudicación por licitación a quien ofrezca las mejores condiciones para el Estado (puede haber más de una variable de adjudicación).
- Se contempla la posibilidad de rescisión administrativa por causas graves específicas.
- En caso de rescisión, el contratista podrá ser acreedor a un finiquito.
- En la resolución de controversias, el arbitraje se llevará a cabo conforme a las leyes mexicanas y en español.
- Los contratistas podrán registrar el beneficio económico esperado para efectos financieros y contables.
- Se podrá establecer una participación directa del Estado (máximo 30%) a través de Pemex o de un vehículo financiero, cuando se desee impulsar financieramente ciertos proyectos o cuando se busque promover la transferencia de tecnología y de conocimiento.
- El Estado participará directamente en la inversión (al menos 20%) en las zonas en donde pudiera haber un yacimiento transfronterizo.

Las modalidades de los contratos en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos podrán ser de cuatro tipos: de servicios, de utilidad compartida, de producción compartida o de licencia.

2.2.5 Primera aproximación.

En la Ronda Uno se licitarán 169 bloques, de los cuales 109 corresponden a áreas de exploración y 60 a campos de extracción.

Las reservas 2P y recursos prospectivos a licitar representan un volumen de 3,782 y 14,606 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), respectivamente.

Se espera que estos proyectos representen inversiones anuales por aproximadamente \$8,525 millones de dólares, entre 2015 y 2018.

La siguiente tabla muestra el volumen y número de bloques o campos a ser licitados en la Ronda Uno:

Área	Tipo	Volumen (Mmbpce)	Bloques/Campos
Aguas Profundas Área perdido	Recurso prospectivo	1,591	11
Aguas Profundas Sur	Recurso prospectivo	3,222	17
Chicontepec y No convencionales	Reserva 2 P	2,687	28
	Recurso prospectivo	8,927	62
No convencionales	Recurso prospectivo	142	8

Volumen y número de bloques.

Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.

Tabla 4.

2.2.6 Asociaciones de Pemex.

El artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos establece que Pemex podrá celebrar alianzas o asociaciones con otras empresas para operar las asignaciones que haya elegido migrar a contratos.

Bajo esta modalidad, Pemex podrá acelerar el desarrollo, incrementar la producción, acceder a mejores prácticas y tecnologías, liberar capacidad operativa y tener acceso a fuentes diversas de capital.

En el corto plazo, Pemex considera conveniente formar diez asociaciones en campos o agrupaciones de campos que por su complejidad técnica y alta intensidad de capital requieren la participación de operadores privados para alcanzar su desarrollo óptimo.

- Dichos campos cuentan con reservas 2P y 3P de 1,556.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) y 2,664.0 MMbpce, respectivamente.
- Se estiman inversiones promedio al año por 4,100 millones de dólares.

Asociaciones de Pemex en corto plazo	
Campos maduros Terrestres	Rodador
	Ogarrio
	Cárdenas-Mora
Campos Maduros marinos	Bolontikú
	Tekel
	Utsil
Campos Gigantes de gas en aguas profundas	Kunah
	Piklis
Descubrimientos en Área perdido	Trión
	Exploratus

Asociaciones de Pemex en corto plazo.

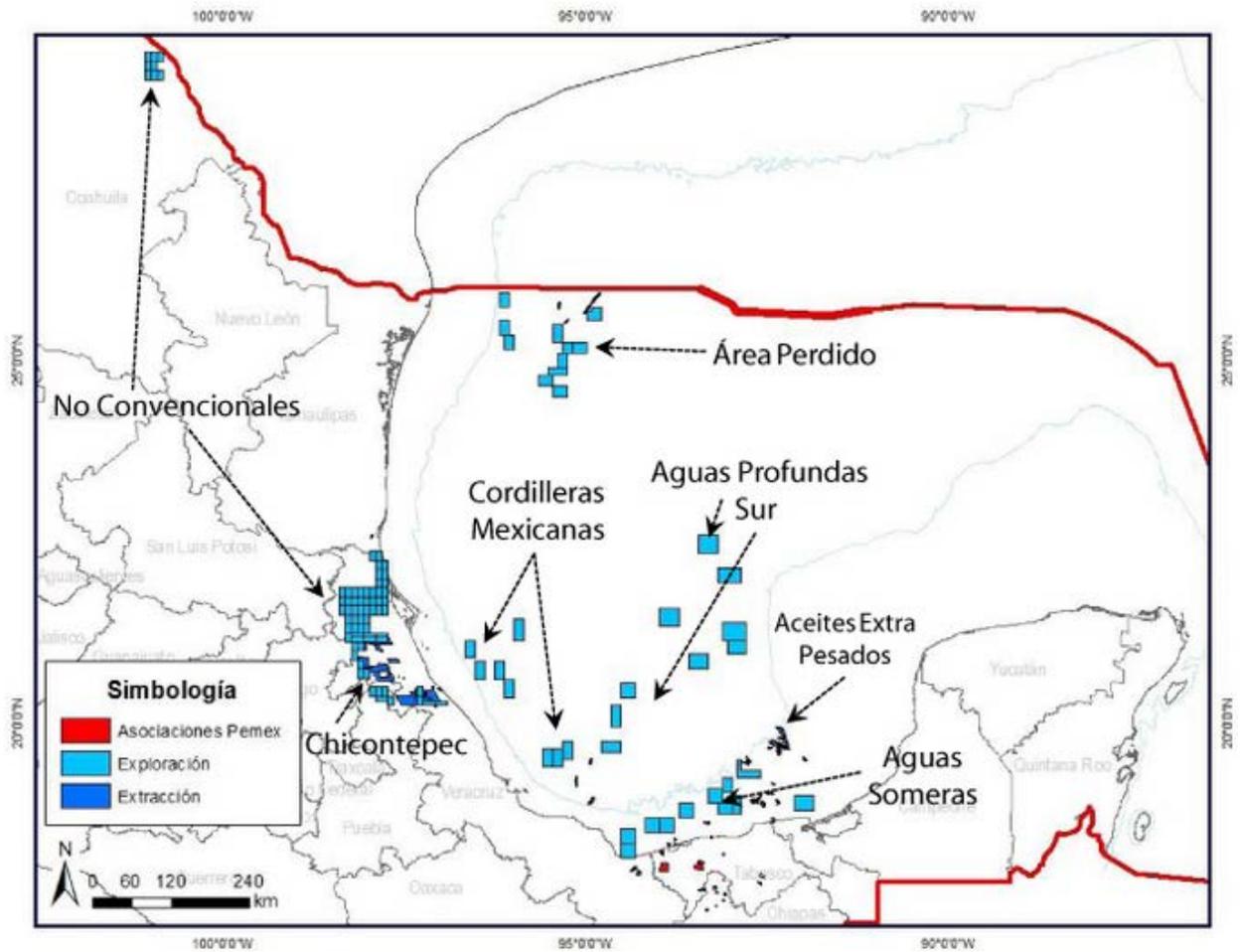
Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.

Tabla 5.

Se espera que el proceso de formación de asociaciones comience en noviembre de 2014 y se formalicen a lo largo de los siguientes trece meses.

2.2.7 Mapas de yacimientos No convencionales a proceso de licitación.

Nacional.

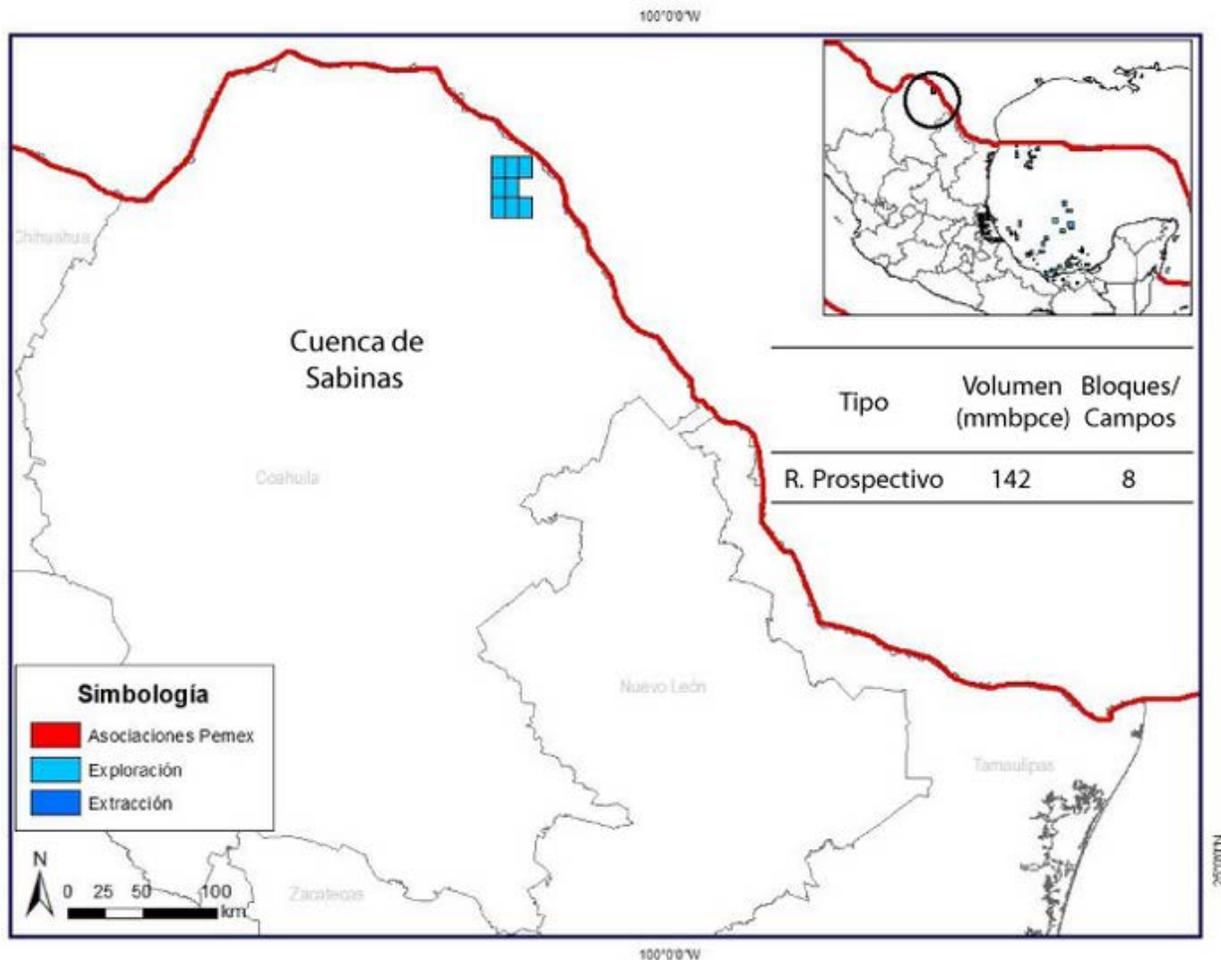


Mapa de yacimientos no convencionales a nivel nacional.

Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.

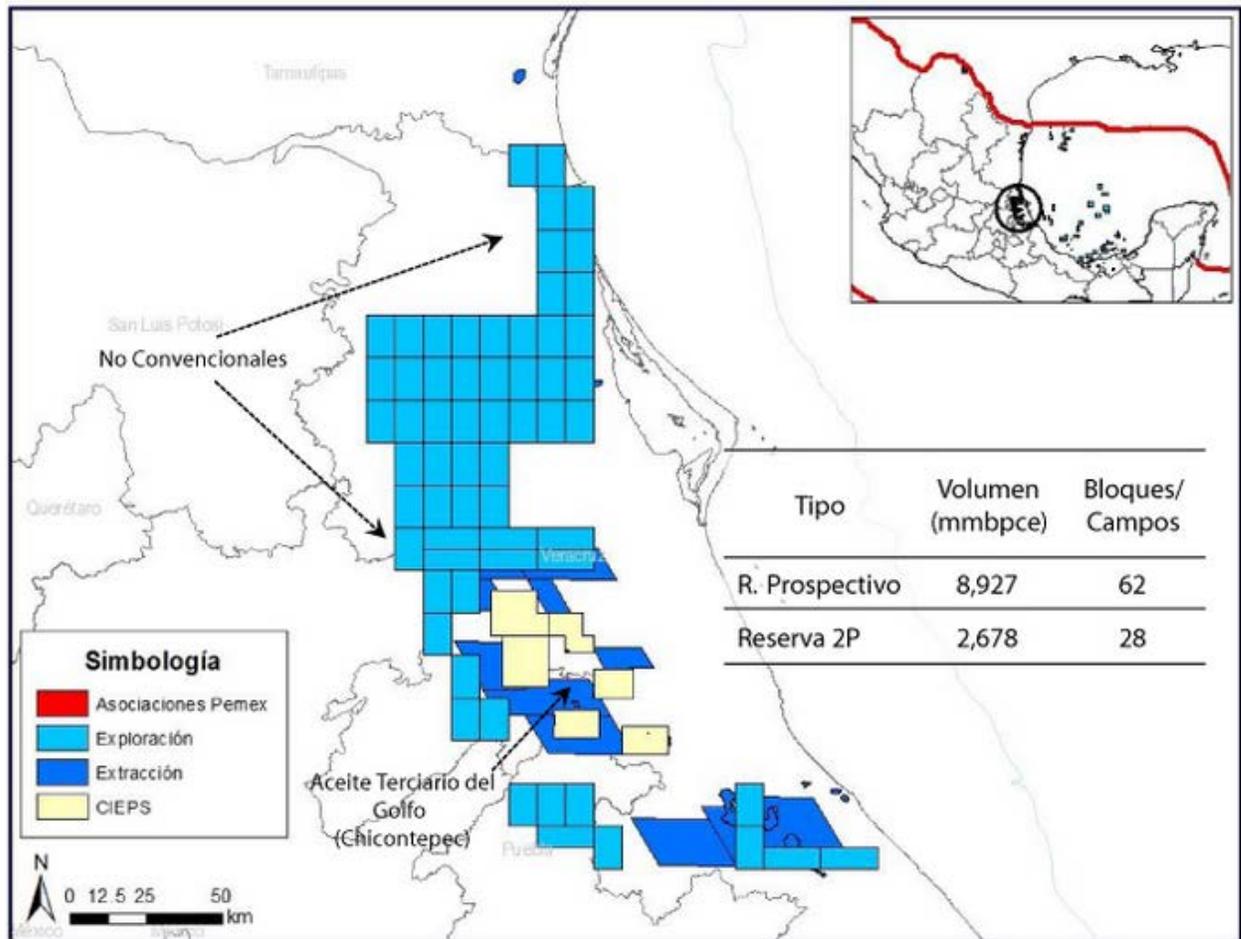
Figura 5.

No convencionales de gas.



Mapa de yacimientos no convencionales de gas a nivel nacional.
 Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.
 Figura 6.

Chicontepec y no convencionales



Mapa de yacimientos no convencionales y chicontepec a nivel nacional.
 Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.
 Figura 7.

Capítulo 3.

Desarrollo técnico de Campos maduros y Shale Gas.

3.1 Desarrollo técnico de campos maduros.

La estimación del factor de recuperación promedio a nivel mundial es del 35%. La recuperación adicional sobre el aceite fácil depende de la disponibilidad de la tecnología apropiada, viabilidad económica, y estrategias efectivas en la administración de yacimientos. Por otro lado, aproximadamente treinta campos gigantes contienen la mitad de las reservas mundiales y la mayoría de ellos están categorizados como campos maduros. El desarrollo de estos campos implica nuevas técnicas viables económicamente, y estrategias apropiadas en la administración de yacimientos para así aumentar la productividad de los pozos de esos campos.

El objetivo básico al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en la recuperación de hidrocarburos, con lo cual se extiende la vida útil del campo y se mejora la rentabilidad del mismo. Ya que estos campos tienen una infraestructura existente, no es necesario hacer grandes inversiones en sistemas de tratamiento y transporte que se necesitarían en nuevos desarrollos, o adelantar costosas campañas de perforación de nuevos pozos.

Determinar la cantidad y ubicación de las reservas remanentes es la clave del éxito de este ejercicio. Técnicas que mejoran el factor de recuperación como la recuperación mejorada, pozos de relleno, pozos horizontales, y optimización de los nuevos pozos son los otros elementos del desarrollo del yacimiento.

Las tecnologías para revitalizar un campo maduro están basadas tanto en el pozo como en el yacimiento. Una vez que el número máximo de pozos en un campo es alcanzado, las prácticas del desarrollo del campo como la simulación, recuperación,

tratamientos, sistemas artificiales de producción, recolección de datos y supervisión son consideradas. En este sentido la perforación de pozos inyectoros para el mantenimiento de la presión o desplazamiento tienen como principal objetivo la recuperación secundaria y/o mejorada. Para cualquiera de estas prácticas, hay que conocer la cantidad y ubicación del hidrocarburo.

Las reservas siempre han estado cambiando debido a la incertidumbre y dificultad en la estimación de la saturación del aceite residual. Por lo tanto, un aspecto importante a tratar en el desarrollo de campos maduros es cuantificar la cantidad de aceite que queda, el próximo paso es cuantificar la cantidad exacta recuperable y encontrar las herramientas y métodos para lograrlo.

La eficiencia es clave en el desarrollo de los campos maduros. El costo del proyecto aumenta mientras los ingresos obtenidos de la recuperación adicional de aceite disminuyen con la edad del campo. Esto es, una desventaja de la práctica. Por otro lado, una gran ventaja que se tiene es, la gran cantidad de información del campo, experiencia, y los datos reunidos durante los años de explotación.

3.1.1 Técnicas utilizadas para determinar la cantidad y distribución del aceite remanente.

Determinar la cantidad de aceite residual después de la primera y segunda etapa (proceso) de recuperación es un desafío. Localizar el aceite que se puede recuperar es un ejercicio difícil y requiere técnicas sofisticadas tales como:

- Análisis de núcleos.
- Registros.
- Balance de materia.
- Datos de producción.
- Pruebas de Presión.
- Trazadores químicos.

Para conocer la cantidad de aceite remanente se usan estudios volumétricos en ingeniería de yacimientos y análisis de núcleos, y las pruebas de trazadores o pruebas de presión son los principales métodos utilizados para determinar la localización y distribución del aceite remanente.

3.1.1.1 *Análisis de núcleos*

La saturación de fluidos en núcleos vírgenes o inyectados por agua es determinada por destilación (saturación de agua) y extracción (saturación de aceite) usando solventes. Se ha encontrado que la saturación relativa del aceite in situ es un problema serio, los análisis especiales de núcleos incrementan la precisión de la estimación ya que representa las condiciones reales del yacimientos (presión, temperatura, y mojabilidad) pero es costosa en comparación con el análisis de núcleos convencional. La saturación del aceite residual que se obtiene de los análisis de núcleos no es representativa para todo el yacimiento ya que el desplazamiento no es controlado solo por factores microscópicos a escala de campo. La siguiente ecuación desarrollada por Kazemi⁴⁴ es usada para estimar la saturación de aceite residual a escala de yacimiento usando la saturación de aceite residual en el núcleo.

$$(\overline{S_o})_{res} = (\overline{S_o})_{núcleo} B_0 E^{\frac{M}{1-\nu^2}} \dots\dots\dots (1)$$

3.1.1.2 Registros.

Los registros de resistividad, neutrón, rayos gamma, carbón/oxígeno y magnéticos también son usados para determinar la saturación de aceite residual. Las aplicaciones convencionales o log inject-log son posibles para estos registros. La tabla 5 enlista los tipos de aplicaciones, ventajas y desventajas de cada técnica de registro.

Tipo de registro	Técnica	Agujero Entubado	Precisión
Resistividad	Convencional	No	Bueno
Neutrón	Log-Inject Log	Si	Bueno
Magnético	Convencional	No	Malo
Carbón/Oxígeno	Log-Inject Log	Si	Bueno

Tipos de registros y especificaciones.

Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, 2015.

Tabla 6

La saturación de agua del registro de resistividad puede ser calculada usando la siguiente ecuación propuesta por Waxman y Smith para arena lutítica, la cual es modificada de la ecuación clásica de Archie's:

$$S_w = \left[\frac{R_o}{R_t} \left(\frac{1 + R_w B Q V}{1 + \frac{R_w B Q V}{S_w}} \right)^{\frac{1}{n}} \right] \dots \dots \dots (2)$$

Donde B es definida como:

$$B = 0.046(1 - 0.6e^{cw/0.013}) \dots \dots \dots (3)$$

La saturación de aceite es calculada:

$$S_o = 1 - \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}} \dots\dots\dots (4)$$

3.1.1.3. Balance de Materia.

Si se conoce la producción al final de la inyección (N_p) y la cantidad de aceite in situ (N_{foi}), se puede obtener la saturación de aceite residual remanente con la siguiente ecuación:

$$S_{or} = \frac{(N - N_p)B_o W F}{7758 A h \phi} \dots\dots\dots (5)$$

La predicción del N_p es una tarea crítica. Una de las técnicas usadas para esta es la ecuación de balance de materia:

$$N_p = \frac{N_{foi}(B_t - B_{ti}) + (W_t - W_p B_w) + G_t B_g}{(R_p - R_s)B_g + B_o} + \frac{\frac{B_{ti}}{(1 - S_{wi})} [(C_f + S_{wi} C_w) \Delta P] + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + W_e}{(R_p - R_s)B_g + B_o} \dots(6)$$

El cálculo de balance de materia basado en esta ecuación da resultados fiables para yacimientos volumétricos.

3.1.1.4 Datos de producción.

La gráfica del historial de producción es otra fuente confiable para estimar la producción final (N_p). Técnicas gráficas y analíticas se pueden aplicar para predecir datos de producción. Cuando la producción de varias fases se produce de un pozo, la

saturación puede ser estimada usando la permeabilidad relativa. La relación de permeabilidad puede ser obtenida usando:

$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{q_w B_w \mu_w}{q_o B_o \mu_o} = WOR \frac{B_w \mu_w}{B_o \mu_o} \dots\dots\dots(7)$$

Si el gasto es conocido. La saturación de aceite puede ser calculada dividiendo el volumen de aceite a condiciones de yacimiento entre el volumen poroso:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} = \frac{(N_{foi} - N_p) B_o}{N_{foi} B_{oi} (1 - c_f \Delta P) / (1 - S_{wi})} \dots\dots\dots(8)$$

Al depender de los datos reales de producción, esta técnica es más confiable comparada con las mediciones en el laboratorio.

3.1.1.5 Pruebas de presión.

La permeabilidad y las permeabilidades relativas pueden ser obtenidas por datos transitorios de presión. Si la medición de la permeabilidad relativa a través del análisis de núcleos está disponible, se puede obtener la saturación usando el dato de permeabilidad relativa. Además, la saturación se puede calcular a través de la siguiente relación si no hay gas libre en el sistema.

$$S_o = \frac{c_t - c_w - c_f}{c_o - c_w} \dots\dots\dots(9)$$

La C_f , C_o , y C_w son la compresibilidades de la formación, del aceite y del agua respectivamente. La compresibilidad total (C_t), puede ser obtenida con el análisis de transferencia de presión usando la siguiente relación:

$$c_t = \frac{0.0002637(k/\mu)_t}{\phi r^2} \frac{\Delta t_M}{(t_D/r_D^2)_M} \dots\dots(10)$$

La movilidad total es definida como:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \left(\frac{k_o}{\mu_o}\right) + \left(\frac{k_w}{\mu_w}\right) + \left(\frac{k_g}{\mu_g}\right) \dots\dots\dots(11)$$

Δt_M y $(t_D/r_D^2)_M$ Son los valores del tiempo y del tiempo adimensional obtenidos del análisis de la curva tipo. Hay también técnicas analíticas y modelos numéricos para estimar la inyección de agua pero la precisión de los modelos se basan en la estricta estimación del o de las permeabilidades relativas, las cuales se basan en los análisis del núcleo.

3.1.1.6 Trazadores químicos.

Los trazadores químicos utilizados pueden clasificarse como: tintas, iónicos y orgánicos:

- a) Las tintas como trazadores químicos han sido utilizados desde hace mucho tiempo y en una gran variedad de aplicaciones, tal es el caso de las tintas fluorescentes también llamada rodamina, las cuales pueden ser detectadas en el rango de partes por billón.
- b) Los trazadores iónicos son los aniones de sales de sodio y amonio solubles en agua, tales como yoduro de potasio, nitrato de sodio, algunos tipos de cloruros, entre otros. Su rango de detección se encuentra en el de partes por millón, dependiendo de la salinidad del agua y sobre todo de la composición de la salmuera.

- c) Los trazadores orgánicos se tienen los alcoholes como el etanol, metanol, isopropanol, butanol terciario, o solventes como el metilcetona.

Los trazadores tienen las siguientes ventajas:

- Ausencia de riesgo radiológico para los usuarios.
- Factibilidad de transporte y adquisición.
- No requiere blindajes.
- Factibilidad de manipulación durante la inyección.
- Gran solubilidad en el gas.
- Límites de detección bajos.
- No son tóxicos.

Y presentan las siguientes desventajas:

- La desventaja más importante en el uso de trazadores químicos es la pérdida que éstos sufren por efecto de la adsorción, problema que también con frecuencia ocurre en el caso de los trazadores radiactivos.
- Necesidad de instrumental de complejidad elevada y alto precio.
- Imposible de medir in-situ.
- Todos los trazadores gaseosos, a diferencia de los trazadores líquidos, tienden a particionarse en los líquidos del yacimiento, presentando algunas limitaciones sobre su aplicación para determinar la trayectoria de flujo de fluidos inyectados en la formación.

- Presenta el inconveniente de que el muestreo necesario para el análisis debe ser un muestreo representativo, lo cual es difícil de lograr. Si la recolección de las muestras es limitada en los pozos de monitoreo, se corre el riesgo de obtener muestras en donde no se registren concentraciones del trazador. Sin embargo, existe el factor económico como una limitante para destinar cualquier número de pozos como de monitoreo, adicionalmente interviene la frecuencia de muestreo.

Se han hecho muchas investigaciones para encontrar uno o más trazadores químicos, capaces de seguir el movimiento del flujo de fluidos en un yacimiento petrolero lo más preciso que sea posible y se ha determinado que:

- Ningún trazador químico es útil universalmente en el trazado de yacimientos petroleros.
- Los materiales aniónicos son en general más útiles que los catiónicos.
- Se han empleado con éxito sales de algunos halógenos en ciertas investigaciones (algunas veces en forma radiactiva), los cuales se han detectado por medio de una variedad de técnicas de espectrometría y análisis por activación.

Se mencionaron cinco técnicas que son utilizadas para determinar la saturación de aceite residual. Técnicas como los registros de resistividad, magnéticos y análisis de núcleo comúnmente requieren la perforación de nuevos pozos. A diferencia de los registros neutrón y el método de trazadores químicos que se pueden utilizar en pozos viejos y entubados.

Elkins compiló los valores de la saturación de aceite residual obtenidas por diferentes técnicas en diferentes formaciones de Estados Unidos. Basado sobre esta evaluación y

en relación con las medidas de la saturación de aceite residual (ROS) se puede concluir lo siguiente:

- La saturación de aceite residual que se obtiene con núcleos, registros, trazadores es menor a la saturación de aceite residual obtenida con Balance de Materia.
- La saturación de aceite residual obtenida con registros de neutrón es igual a la que se obtiene con los registros de resistividad.
- La saturación de aceite residual obtenida de trazadores de pozo es menor a la que se calcula con los registros.

3.1.2 Recuperación Mejorada.

Las aplicaciones de recuperación mejorada ampliamente estudiadas en el laboratorio son la inyección de gas miscible e inmiscible, inyección química (surfactantes, alcalinos y soluciones micelares), e inyección de aire. La inyección de vapor es aplicado principalmente como método de recuperación secundaria (incluso primaria) en yacimientos de aceite pesado. Obviamente, el trabajo a escala de laboratorio es necesario para formular el diseño óptimo para cualquier proyecto de inyección mejorada. Especialmente, la estimación de la recuperación incremental de aceite y compatibilidad del agente con la roca, aceite y el agua de formación son dos factores esenciales para ser determinados en pruebas a escala de laboratorio. Las simulaciones a escala de campo son necesarias para obtener la estimación del rendimiento. Los siguientes son los temas clave para ser considerados en estas prácticas:

- El tiempo correcto para empezar la recuperación mejorada. La cantidad de agua –inmóvil de la recuperación secundaria podría afectar significativamente la eficiencia de la recuperación mejorada.
- La estrategia de inyección a seguir.

- Esquema optimo de inyección.
- El objetivo final. El tamaño de la compañía y políticas a largo plazo son críticas en estas decisiones y el plan de desarrollo de campos maduros a través de la recuperación mejorada de aceite debería ser determinada basándose en los planes a corto, mediano y largo plazo de las compañías.

Es difícil determinar la economía del proyecto de la prueba del laboratorio sin un estudio de la simulación a escala del campo pero los datos de laboratorio proporcionan una idea de la saturación residual del aceite. Por otro lado las técnicas exitosas no garantizan que el proyecto sea económicamente rentable.

Existen diversos procesos de recuperación mejorada pero las aplicaciones de estas en campos de ensayo son limitados, y la viabilidad económica de estas aplicaciones es preocupante debido al riesgo de fracasar. Por lo que los estudios experimentales son las únicas soluciones para la evaluación del potencial de recuperación.

En muchas circunstancias, la economía de la aplicación en campo de recuperación mejorada no permite elegir esta opción como un plan de desarrollo de campos maduros. Un análisis cuidadoso de la viabilidad económica de la aplicación de recuperación mejorada (principalmente inyección química, térmica y de solventes debido a altos gastos operativos), es necesario minimizando la incertidumbre. La ventaja del desarrollo de campos maduros a través de la recuperación mejorada de aceite son los datos, la información y experiencia acumulada a lo largo de la vida productiva que podrían disminuir significativamente las incertidumbres técnicas y geológicas. La incertidumbre en el precio del aceite es otro factor principal que afecta a las aplicaciones de los proyectos de recuperación mejorada. Los siguientes puntos deben ser tomados en consideración durante la planeación de la aplicación de recuperación mejorada en el desarrollo de campos maduros:

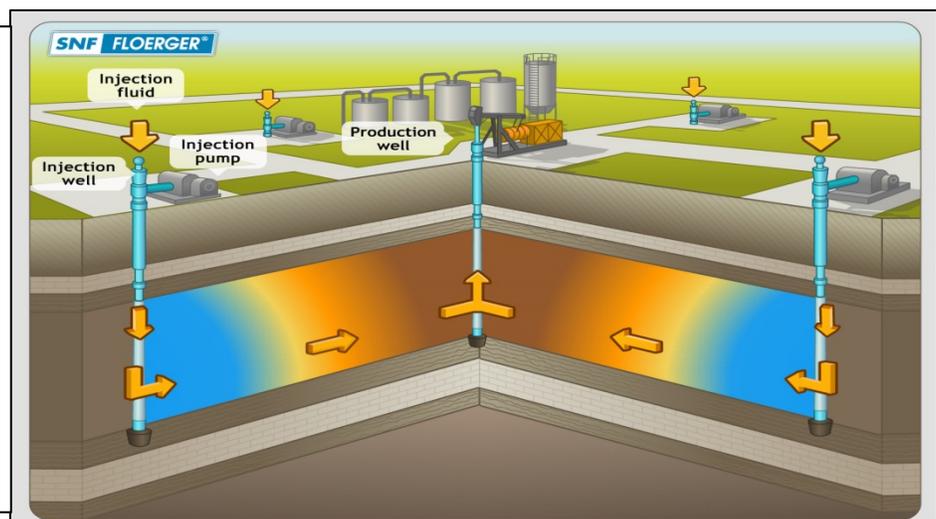
- La efectividad del proyecto, esto es, la recuperación de aceite incremental por métodos mejorados.

- La eficacia del proceso: Costo total/recuperación total. En las aplicaciones de recuperación secundaria, la recuperación final esperada es generalmente alta y el costo total del proyecto es menor que las aplicaciones de recuperación mejorada. Blackwell afirmó que la economía de la recuperación mejorada es sensible al volumen de aceite remanente. El conocimiento preciso de la distribución del aceite remanente es un prerequisite crítico en la selección, diseño y evaluación de cualquier aplicación de recuperación mejorada. Por lo tanto, la cantidad de las reservas debe ser definida correctamente. Aunque un error del 10% en la saturación del aceite remanente puede ser tolerado en las decisiones de recuperación primaria y secundaria, un error tan pequeño como del 5% puede conducir a un fracaso económico en la recuperación mejorada. Blackwell concluyó que 1% de cambio en la estimación del aceite residual podría conducir a un aumento o decremento del 1.5% de la tasa de retorno.
- El tiempo de recuperación y las estrategias de administración para compañías de diferentes tamaños: Dependiendo del tamaño de la compañía, las estrategias de desarrollos de campos maduros a través del cambio a recuperación mejorada. Debido a los factores de alto riesgo, las compañías pequeñas evitan una fuerte inversión en proyectos a largo plazo y ponen mayor atención a la recuperación rápida que a la recuperación final. Las grandes compañías se orientan a la recuperación final alta ya que pueden permitirse inversiones a largo plazo.

Diagrama de recuperación mejorada y Sistema superficial.

Fuente: SNF Floger.

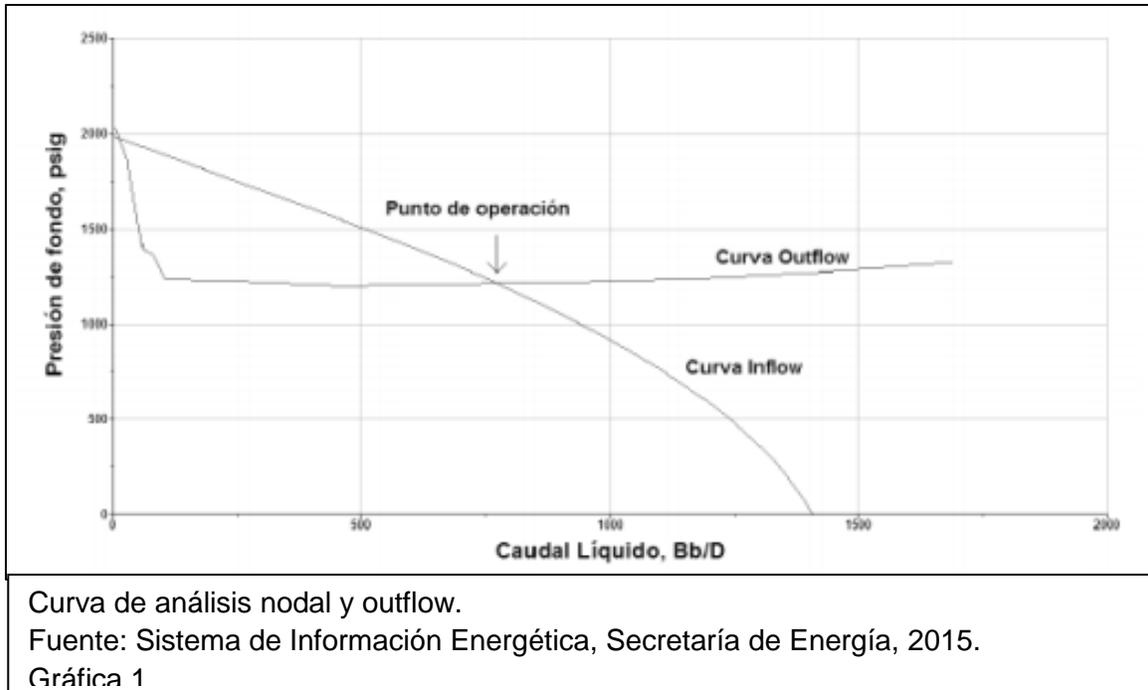
Figura 8.



3.1.3 Análisis Nodal.

Una de las mejores alternativas para incrementar la producción de los campos maduros, por costo, tiempo de ejecución y respuesta, es asegurarse que los pozos estén operando a su máximo potencial. Una técnica reconocida y confiable que ayuda en esta tarea es el análisis nodal, la cual es una herramienta muy flexible que permite analizar las condiciones en las cuales está operando un pozo, y luego evaluar diferentes alternativas para mejorar su productividad. También permite estimar algunos parámetros desconocidos del yacimiento (permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, área de drenaje, etc.) al comparar y ajustar valores calculados de presión y gasto con valores medidos.

Este análisis es muy flexible y práctico ya que se puede aplicar a cualquier tipo de pozo (vertical, horizontal, multi-capas, multi-lateral), ya sea de crudo o gas, con flujo natural con levantamiento artificial. El procedimiento básico consiste en dividir al sistema integral de producción en cuatro componentes básicos: Presión del yacimiento (P_{ws}), Presión del fondo fluyendo (P_{wf}), Presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) y Separador (P_s), para encontrar las pérdidas de presión que se presentan en cada uno en función del gasto total. Durante el análisis se calcula y se grafica la caída de presión desde el yacimiento hasta el nodo (llamada curva Inflow), y desde la superficie hasta el nodo (llamada curva Outflow), para diferentes gastos. Al graficar ambas curvas se obtiene un gráfico como el de la Gráfica 1. La intersección de las curvas corresponde al punto de operación.



En conclusión, puede afirmarse que la aplicación de la técnica nodal a un sistema de producción, permite identificar los elementos que limiten la capacidad de flujo del sistema; es decir, que el análisis nodal se emplee para diagnosticar la variación del gasto de producción al realizar alguna de las modificaciones siguientes:

- a) Presión de separación.
- b) Eliminar o sustituir válvulas o conexiones inapropiadas.
- c) Colocar separadores a boca del pozo. En este caso se pueden analizar dos opciones:
 - c1) Separar con la presión necesaria para transportar el líquido (aceite + agua) hasta la central de recolección para continuar con su proceso.
 - c2) Separar a baja presión y bombear el aceite hasta la central de recolección para continuar con su proceso.

- d) Cambiar diámetro de la tubería de producción
- e) Cambiar diámetro de la línea de descarga o construir una adicional.
- f) Instalar un sistema artificial de producción.

Es evidente que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación deben basarse en un análisis económico, en el que se comparan los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que sea necesario realizar.

3.1.4 Sistemas Artificiales de Producción.

El levantamiento artificial trabaja de dos formas básicas, ya sea disminuyendo la densidad del fluido que se produce o añadiendo una energía extra en un punto dado de la tubería. Los principales sistemas son bombeo neumático (BN), el bombeo mecánico (BM), el bombeo hidráulico (BH), bombeo electro centrífugo (BEC) y de cavidad progresiva (BCP).

La selección de un sistema en particular dependerá de las condiciones de operación como el gasto, el corte de agua, la relación gas-aceite, la profundidad del pozo, entre otras y de características de los fluidos, como la cantidad de CO₂ y H₂S y la viscosidad.

El bombeo neumático es un método muy versátil ya que se acomoda a distintos rangos de gasto, a pozos desviados, a producción de sólidos y a cambios en las condiciones del yacimiento a medida que este madura, como aumento del corte de agua y abatimiento de la presión. Su uso se ve afectado por restricciones en la disponibilidad de gas o de equipo de compresión.

En pozos de gas, el interés principal es la remoción del líquido (condensado y agua) que se puede acumular en el fondo del pozo si el gasto es bajo, menor a un gasto crítico. Inicialmente se puede remover el agua con la misma energía del sistema, ubicando tuberías delgadas (sarta de velocidad) al interior de la tubería de producción, con una bomba pistón que opera con la energía del gas acumulado en el espacio anular, conocida como plunger lift, que produce el pozo intermitentemente, o creando espuma en el fondo de pozo al inyectar surfactante.

Las tablas 7 y 8 presentan una comparación entre algunos métodos de levantamiento artificial bajo diferentes condiciones de flujo, de operación y costos.

	BM	BN	BH	BEC	BCP
Gastos altos	No	Si	No	Si	Si
Alto corte de agua	No	-	No	Si	Si
Alta RGA	No	No	No	No	-
Crudo pesado	Si	No	No	No	Si
Producción de arena	-	Si	-	No	Si

Características generales de Sistemas Artificiales de Producción.

Fuente: Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, FI, UNAM, 2009.

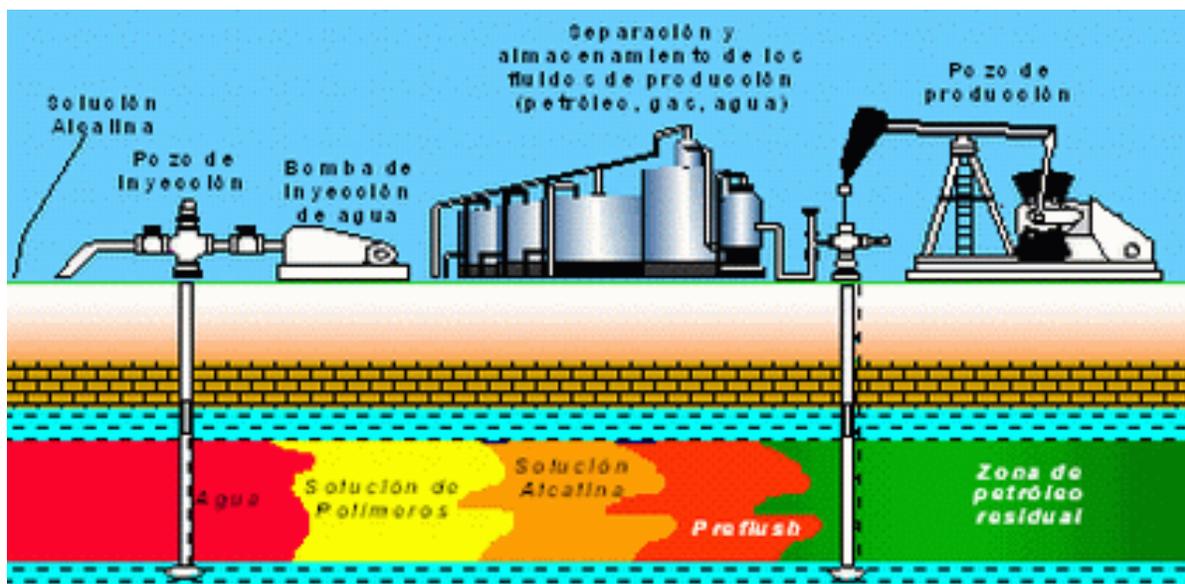
Tabla 7.

Costos/Sistemas	BM	BN	BH	BEC	BCP
Operacionales	Alto	Bajo	Moderado	Alto	Moderado
Capital inicial	Medio	Alto	Medio	Alto	Medio
Operación					
Instalación	Con equipo de perforación	Sin equipo de perforación	Con o sin equipo de perforación	Con equipo de perforación	Con equipo de perforación
Frecuencias	Alto	Bajo	Moderado	Alto	Alto
Tiempo de vida útil	Muy bajo	Muy bueno	Bueno	Medio	
Operación con línea de acero	Imposible	Fácil	Imposible	Difícil	Difícil

Costos y Operación de SAP.

Fuente: Apuntes de Sistemas Artificiales de producción, UNAM,2007.

Tabla 8



Sistemas artificiales con métodos de recuperación secundaria.

Fuente: Apuntes de Sistemas Artificiales de producción, UNAM,2007.

Figura 9.

3.2 Desarrollo técnico de Shale Gas.

Los plays de gas no convencional con muy baja permeabilidad, como el Shale y Tight gas tienen mucho menos márgenes y sustentabilidad y requieren que el operador balancee los costos y la tecnología. La economía de los yacimientos de lutitas requiere continuos esfuerzos para mejorar las eficiencias en la perforación la terminación y las operaciones de fractura, mientras se reduce el tiempo de no producción (NPT). Los equipos de perforación multi-pozo junto con nuevas tecnologías en las barrenas, fluidos de perforación, herramientas de cable y LWD así como de telemetría, han permitido reducir drásticamente los tiempos de perforación de pozos. Por ejemplo, en el play de Marcellus, el tiempo de perforación fue reducido de periodos de 18—30 días a periodos de 4—8 días. En Haynesville, el uso de equipos de bombeo y registros para condiciones de alta presión y alta temperatura (HPHT), reduce las fallas de equipo y por lo tanto el NPT asociado, así se consigue mejorar la eficiencia de construcción de pozos. El uso de cementos especializados, mangas mecánicas deslizables, tapones perforables, métodos de ubicación de puntos de estimulación, bombas que pueden trabajar de manera continua por largos periodos con altos gastos y una operación tipo fabrica han hecho más eficientes las operaciones.

En el desarrollo de los plays de lutitas exige una gran demanda de equipos de registros, perforación, terminación, fracturamiento, abastecimiento y personal en las áreas requeridas. Sin embargo uno de los grandes retos que enfrenta el desarrollo de lutitas la infraestructura de recolección, proceso, almacenamiento y entregas de gas al mercado. Esto constituye un área que puede causar retrasos significativos en el desarrollo de las lutitas.

3.2.1 Caracterización de la formación.

La exploración y caracterización de yacimientos de Shale gas no ha sido ampliamente llevada a cabo fuera de Norteamérica, en teoría, cualquier buena roca generadora puede servir como play. Sin embargo, ningún play de shale gas es exactamente igual por lo que se requiere de combinaciones de tecnologías a la medida para cada play, lo cual hace imprescindible una buena caracterización.

Los yacimientos de shale gas deben ser caracterizados tomando en cuenta el alto nivel de heterogeneidad, los mecanismos de almacenamiento y los atributos que gobiernan la productividad. Los avances en la comprensión de las complejidades en los últimos veinte años han traído sustanciales mejoras en el área de perforación, terminación y tecnologías de producción; el resultado ha sido la obtención de mayores tasas de producción, así como mejores estimaciones de reservas y recursos, y por ende la optimización económica de estos plays.

Estos yacimientos, a menudo muestran una continuidad estratigráfica y una configuración estructural relativamente simple, pero localmente, son extremadamente heterogéneos. La actividad de exploración en este tipo de proyectos difiere fuertemente de aquellos que son convencionales. Estos requieren en general:

- Un uso completo de la geología.
- Integración de los datos para comprender la heterogeneidad.
- Una integración y flujo de trabajo paralelo con los ingenieros desde el inicio de la evaluación.
- Una cultura de intercambio de información.

Para las compañías petroleras, la posibilidad de explorar y desarrollar plays de shale gas en áreas donde la actividad convencional es una buena oportunidad, permitiendo sinergia y optimización de operaciones e infraestructuras. Desafortunadamente, incluso en áreas maduras y bien conocidas, en las cuales se tienen lutitas, solo se ha visto

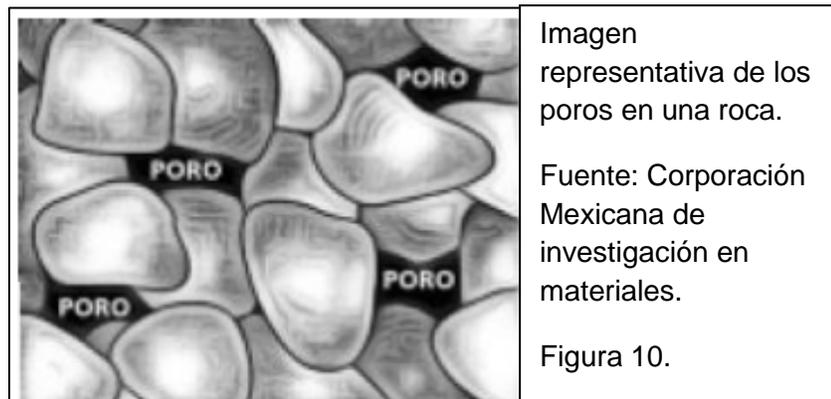
como roca generadora, y por lo tanto los estudios que se hicieron anteriormente, tuvieron por objetivo únicamente investigar sus propiedades de generación lo cual hoy resulta en una falta de información imprescindible para la explotación de yacimientos en arcillas. Por dicha razón se recomienda que, a medida de lo posible, se adquiera información de este tipo de almacenamientos no convencionales cuando se está desarrollando plays convencionales asociados a los anteriores.

Los datos adquiridos a través de registros de cable y durante la perforación MWD/LWD y núcleos, son los datos de entrada dentro de diferentes flujos de trabajo que usan el software para crear los diseños de perforación inicial, geomecánicos, de terminación y de estrategias de estimulación. (Tabla 9). Como parte del proceso de modelado de las lutitas bajo estudio son comparados con los de estudios análogos. Por ejemplo: Los plays en arcilla de Estados Unidos. Esto reduce la curva de aprendizaje (tiempo de análisis) y provee un punto de partida para identificar el programa de desarrollo óptimo y reducir el tiempo y la incertidumbre en el proceso de evaluación. El resultado del modelado de estos datos permite determinar de manera inicial las reservas, el tipo de producción y estimar la heterogeneidad lateral. Conforme progresa el desarrollo de campos y se obtienen nuevos datos adicionales, se realiza un proceso de retroalimentación para revisar esas estrategias basadas en correlaciones que se establecen entre la geología, la calidad del yacimiento, la producción, el método de terminación, la fractura y/o estimulaciones.

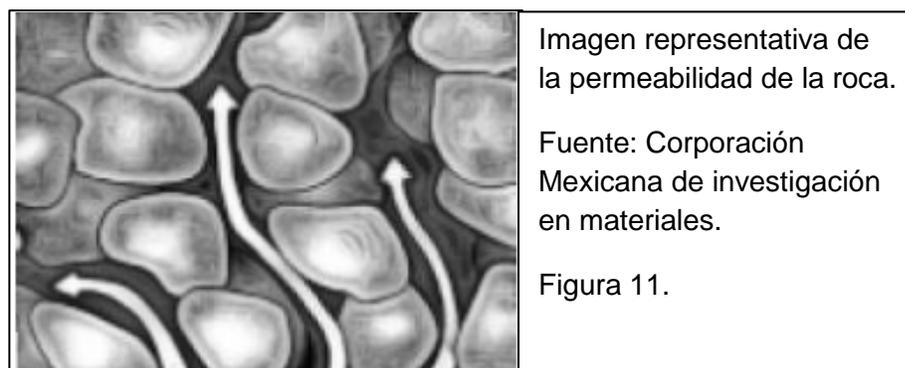
Flujos de trabajo clave utilizados en la etapa de desarrollo
Recolección de datos de afloramientos, campos, estudios de cuencas: registros de pozo, núcleos, recortes e historiales de pozo.
Corrida e interpretación de sísmica 3D.
Adquisición de datos de núcleos y registros.
Pruebas de núcleos en laboratorio para la caracterización.
Calibración del modelo de registros utilizando análisis de datos de núcleos y de formación.
Diseño de la cementación para el uso de fluidos compatibles con la formación.
Diseño inicial del programa de terminación; selección de perforaciones e intervalos de terminación.
Selección del apuntalante: tipo, grosor, concentración y programa de bombeo.
Diagnóstico de desempeño fractura-inyección para determinar las propiedades de la formación.
Optimización del diseño de tratamiento-fractura.
Etapas del tratamiento del desempeño de las fracturas.
Diagnóstico de desempeño post-fractura incluyendo mapeo microsísmico y trazadores de barrido.
Uso de resultados para optimizar el diseño de fracturamiento de pozos futuros.
Corrida de registros de producción en intervalos fijados y análisis de resultados.
Etapas de la caracterización de shale gas. Fuente: Shale Gas and liquids, SLB,2007. Tabla 9

3.2.2 Métodos de explotación del Shale Gas.

El energético natural de origen fósil conocido como gas natural comúnmente se encuentra en el subsuelo de manera asociada con otros energéticos en el mismo yacimiento como con el petróleo, o bien no asociado cuando está acompañado únicamente de pequeñas cantidades de otros hidrocarburos. El gas natural se encuentra atrapado entre las porosidades de las rocas subterráneas (Figura 10), donde mientras más porosa sea el tipo de roca mayor cantidad de gas almacenado tendrá, dentro de estos tipos de roca se encuentra la arena, roca caliza o dolomita, dichas rocas se almacenan dentro de capas impermeables de roca, las cuales forman bolsas de almacenamiento del gas, las cuales se buscará liberar por medio de la extracción.



Otro factor que influye en la extracción del gas es el nivel de porosidad de la roca que contiene el gas natural y el factor de permeabilidad (Figura 11) definido por la alineación de los poros de las rocas y su interconectabilidad, lo cual permite el flujo del gas natural con relativa facilidad.



Según los términos anteriormente definidos, las explotaciones de yacimientos de gas natural pueden definirse en dos tipos principalmente.

➤ **Explotaciones convencionales.**

En este tipo de explotaciones las rocas son altamente porosas, por lo cual al perforar la capa impermeable donde se localiza encerrado el gas natural, dicho gas sale por el pozo hasta la superficie. Este tipo de extracción ha sido el método de extracción por excelencia.(Figura 12)

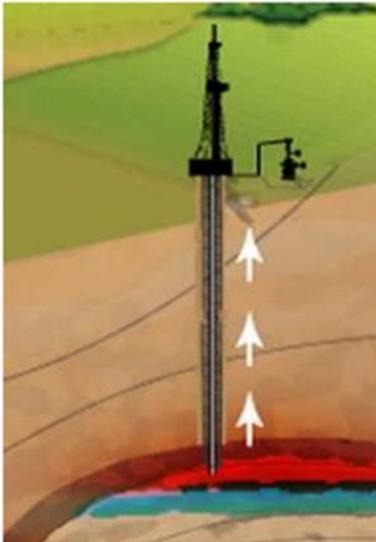


Figura 12.

➤ **Explotaciones no convencionales.**

Cuando las rocas que contienen el gas natural son poco porosas y de menor permeabilidad como lo son arenas compactas, lechos de carbón y pizarra, se requieren técnicas más complejas y agresivas con el subsuelo y medio ambiente. De las anteriores el gas obtenido de la pizarra tiene niveles de producción muy bajos y altos costos puesto que es prácticamente impermeable, debido a esto técnicas como la fracturación de pozos y la perforación horizontal son empleadas para obtener la mayor cantidad de gas contenido en las rocas poco porosas.

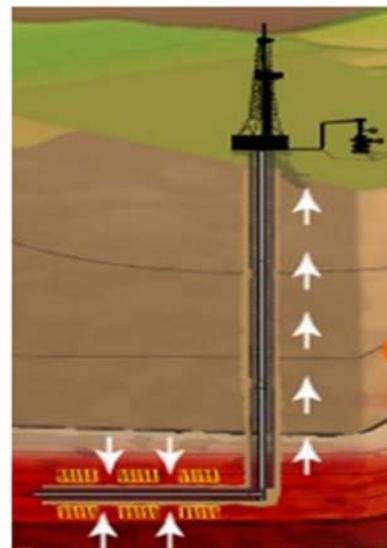
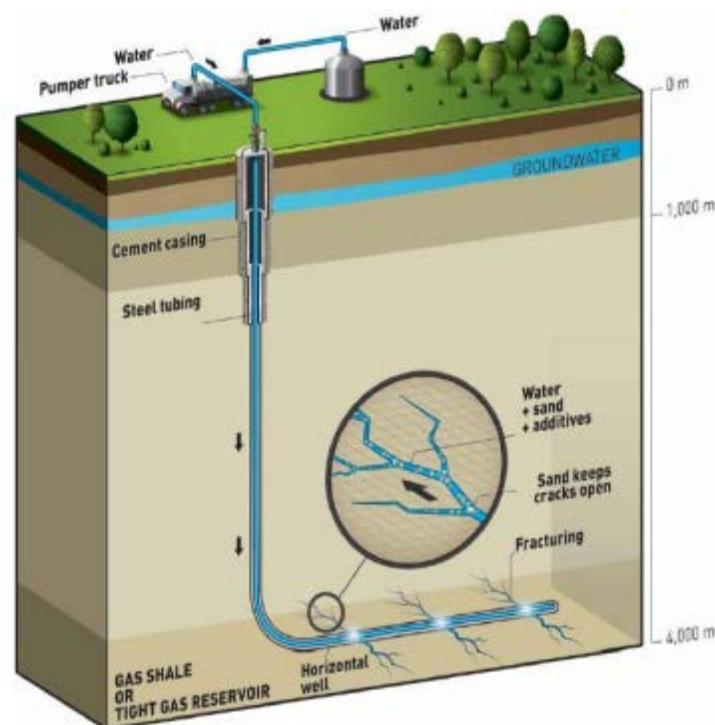


Figura 13.

A continuación se presenta una descripción general del método de extracción del shale gas (gas esquisto) mediante la técnica de fracturación hidráulica –Fracking.

- Fracturación hidráulica (Fracking)

La fracturación hidráulica de pozos es un método diseñado y empleado para la obtención y aprovechamiento del gas atrapado en las rocas del subsuelo en zonas muy profundas, en donde las propiedades del mismo no son óptimas para la recuperación del gas por medios convencionales, el primer paso a desarrollar es el estudio de la zona para determinar las perspectivas de recuperación del área, después de analizar dicha información y definir la pertinencia de la extracción, se procede con la perforación en primera instancia de manera vertical (como los medios convencionales) posteriormente alcanzada la profundidad en donde se encuentra el Shale gas atrapado se procede con la perforación horizontal como se ilustra en la Figura 14.



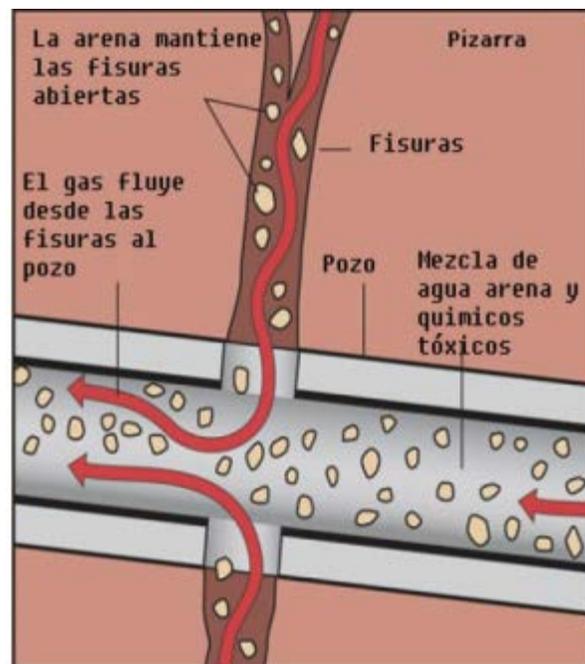
Esquema general de la perforación horizontal y fracking.

Fuente: Corporación Mexicana de investigación en materiales.

Figura 14.

Teniendo lista la perforación horizontal se emplean explosivos para generar grietas o fracturas en el subsuelo, posteriormente mediante la inyección de un fluido a una presión muy elevada, similar a la presión que existe debajo del mar a una profundidad entre 3450 y 6900 mts., (oscila entre 34 y 690 atmósferas). Por lo general el fluido inyectado está compuesto en un 98% aproximadamente por agua y arena (como agente de apuntalamiento) y un 2% por productos químicos.

La arena que esta mezclada con el fluido inyectado a presión tiene como objetivo principal extender y mantener las grietas abiertas para que el gas pueda emplear estos canales como camino hacia la superficie y lograr su recolección, Figura 15.



Canales de inyección de gas.

Fuente: Corporación Mexicana de investigación en materiales.

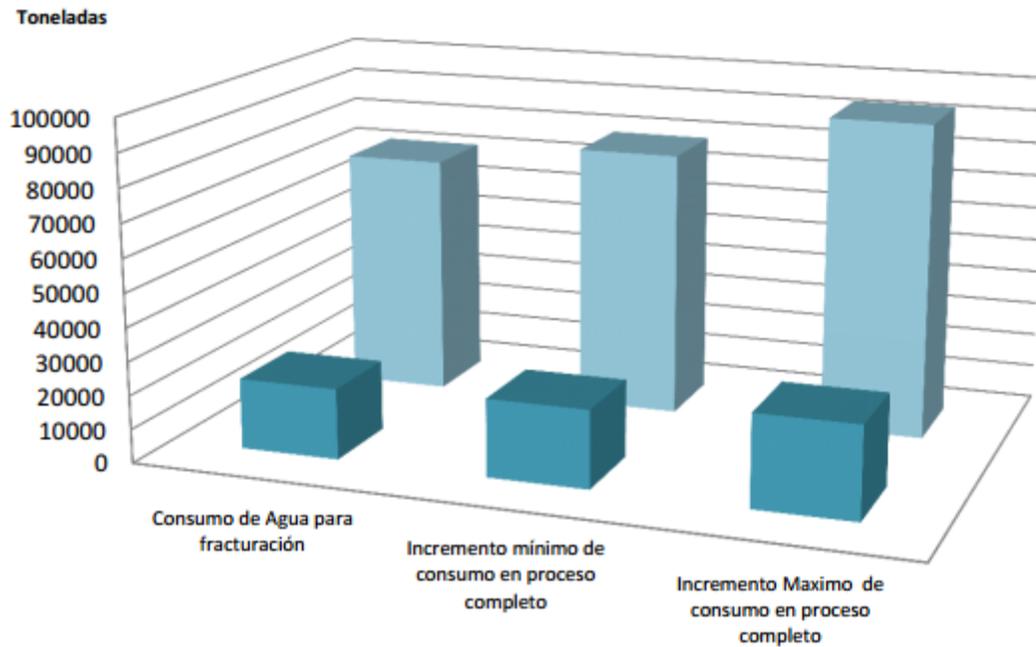
Figura 15.

Las funciones de los químicos empleados son:

- Distribución homogénea del agente de apuntalamiento (arena).
- Facilitación del retroceso del fluido.
- Inhibición de la corrosión.
- Limpieza de los orificios y tubos.

- Antioxidante, biocida, bactericida.

Los insumos necesarios para llevar a cabo una fracturación son elevados, por ejemplo, para una plataforma de 6 pozos con 2 km de profundidad y 1.2 km de recorrido en perforación horizontal se requiere entre 21000 a 93600 toneladas de agua. En la gráfica 3 se muestra los consumos mínimos y máximos.



Fuente: Corporación Mexicana de investigación en materiales.
Gráfica 3.

	Consumo de Agua para fracturación	Incremento mínimo de consumo en proceso completo	Incremento Máximo de consumo en proceso completo
■ Min	21000	23100	27300
■ Max	72000	79200	93600

De acuerdo a los datos anteriores, se podría considerar en forma general que el mínimo consumo de agua para llevar a cabo el proceso de fracturación de un pozo es de 21,000 toneladas.

El agua es la llave de entrada para la extracción del Shale gas, tomando en cuenta los altos consumos de agua para la estimulación de un pozo, aproximadamente 11 millones de litros.

Capítulo 4.

Rentabilidad de Campos Maduros y Shale Gas.

4.1 Rentabilidad de Campos Maduros.

Alrededor de un 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria precisamente frente a los campos petroleros maduros.

Los yacimientos gigantes de petróleo han tenido y tienen una gran importancia en la producción de petróleo del mundo, hasta, el año 2005 la producción diaria de petróleo era de 70 mmbpd de los cuales 40 mmbpd eran aportados por los yacimientos gigantes. Pero la oportunidad de encontrar yacimientos gigantes decrece conforme pasa el tiempo.

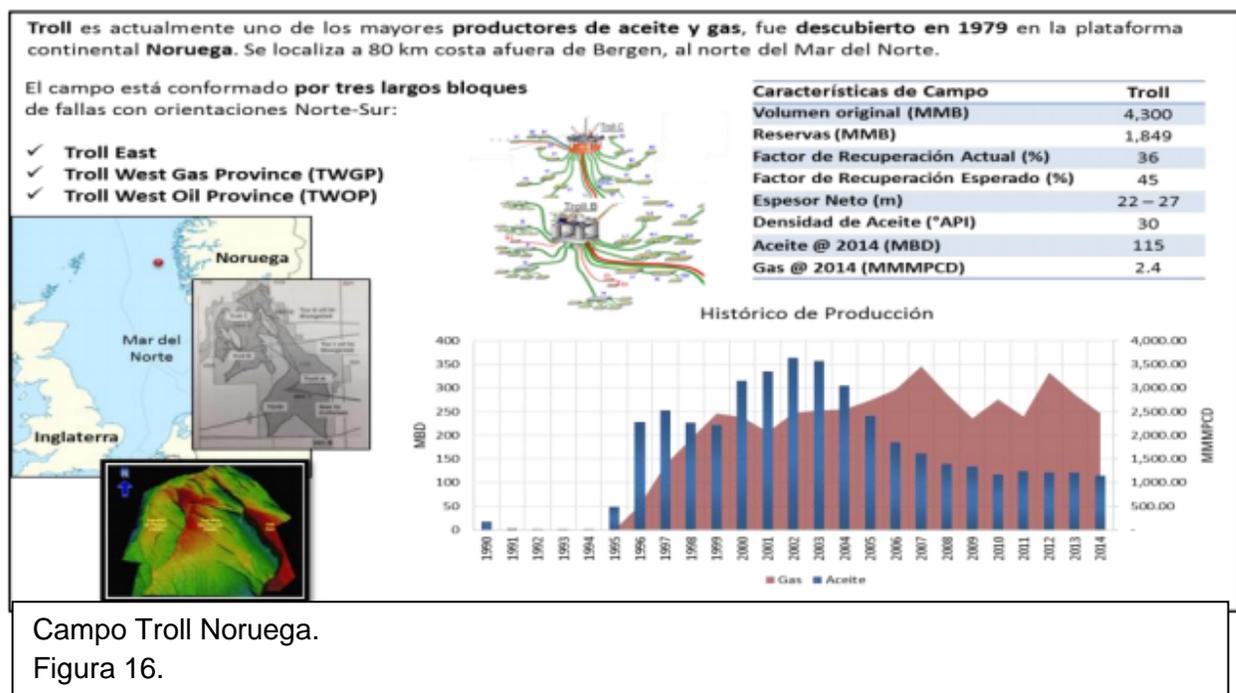
Si tomamos en cuenta que cerca de treinta yacimientos gigantes comprenden la mitad de las reservas mundiales de petróleo y la mayoría de ellos están clasificados como campos maduros, además de que el factor de recuperación promedio en el mundo es del 35% al 37%, es fácil darse cuenta que los campos maduros tienen un gran potencial y continúan jugando un papel muy importante en la industria del petróleo.

Establecer una metodología para la evaluación y reactivación de los campos maduros en base a criterios definidos para su reactivación mediante el uso de métodos de recuperación secundaria y mejorada y la diversificación de los sistemas artificiales de producción aplicados en campos maduros.

4.1.1 Campos Maduros a nivel mundial.

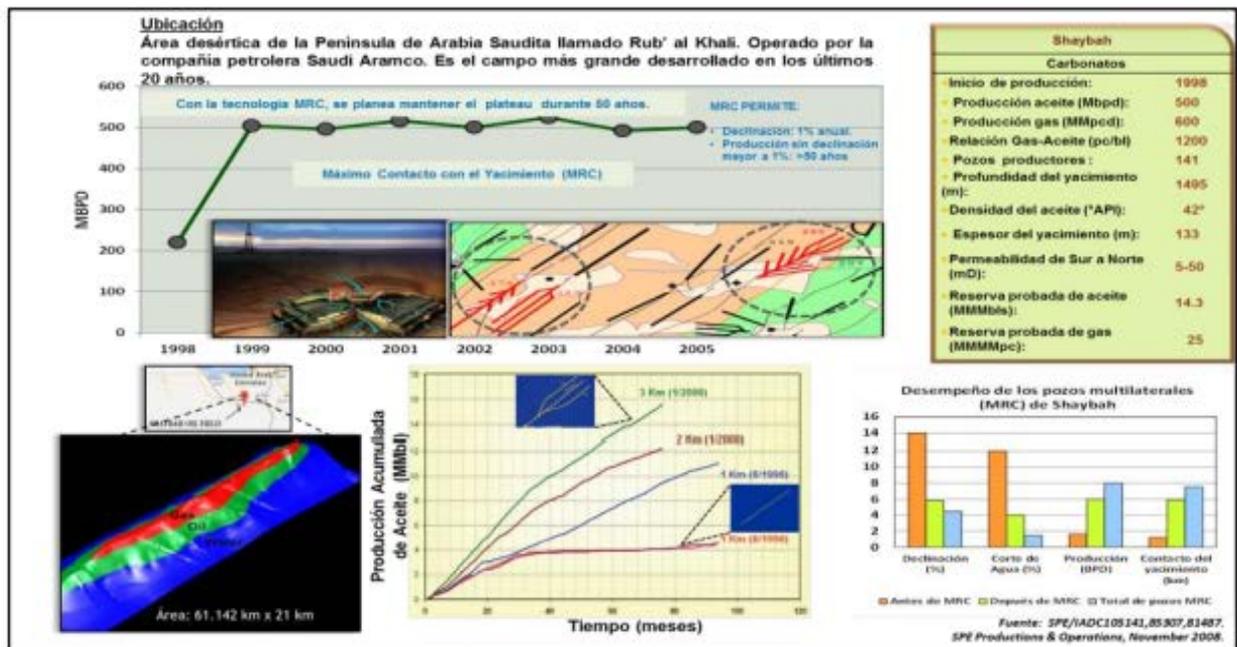
- Caso Troll en Noruega.

Este campo se encuentra situado en el mar del norte a 65 km al oeste de Kolisiones en Noruega. Este campo contaba con una reserva original de gas de 3,333 x 10¹² cf (tcf) y 5,000 MMB. La problemática relacionada a la explotación del aceite radicaba en el hecho que el espesor impregnado de aceite es solo 20 m en una capa subyacente al yacimiento de gas, por lo que su explotación desde el punto de vista convencional resultaba muy costosa y riesgosa por la alta probabilidad de que los pozos se invadieran de gas prematuramente. La solución para hacer la explotación exitosa fue la perforación de pozos horizontales y multilaterales de hasta 3 km, con terminaciones especiales con controladores de flujo. Actualmente este campo tiene un factor de recuperación del 36%, y se espera un factor de recuperación final del 45%. La explotación de este campo fue un ejemplo para la industria petrolera, ya que las aplicaciones tecnológicas aquí realizadas, fueron implementadas en muchos otros yacimientos del mundo. La figura 16 muestra esquemáticamente el logro tecnológico realizado en este yacimiento y la expectativa de producción esperada.



- Caso Shaybah en Arabia Saudita.

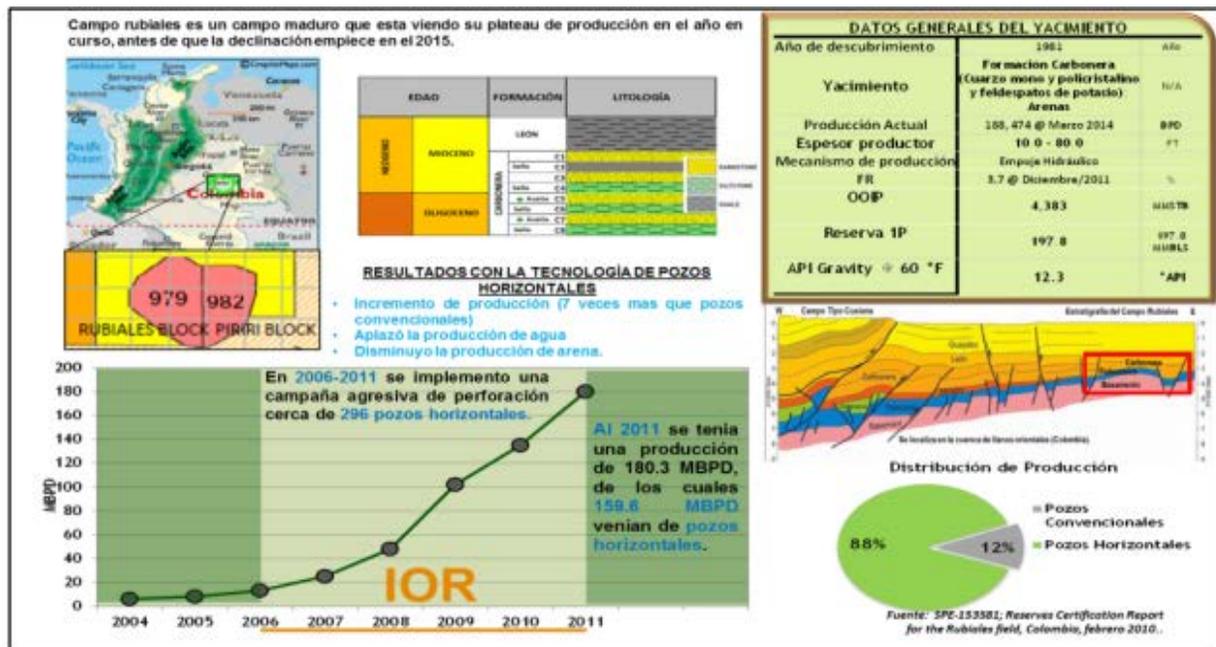
Este campo se encuentra ubicado en los desiertos de Arabia Saudita con una reserva probada de 14,100 MMb, siendo el campo más grande desarrollado en los últimos 20 años. La problemática en la explotación de este campo está asociada a su baja permeabilidad, que va de 5 a 50 md, siendo la solución la perforación de pozos horizontales y multilaterales. Se realizaron experimentos perforando pozos para definir la longitud y el número de brazos requeridos, encontrándose que el más conveniente era el arreglo multilateral con 3 brazos, con un contacto en el yacimiento de 3 km, surgiendo así el concepto de máximo contacto de yacimiento. Con la aplicación de esta tecnología fue factible incrementar el volumen recuperado por pozo de 4 a 16 MMb, eliminar la declinación de la producción, reducir el corte de agua y sustentar la explotación del campo con un plateau de 50 años. La figura 17 muestra esquemáticamente este caso exitoso en donde la aplicación de un nuevo concepto tecnológico logró hacer la diferencia.



Ejemplo campo Shaybah, Arabia Saudita.
 SPE, Productions and operations, November 2008
 Figura 17

- Caso Rubiales en Colombia

El campo Rubiales se encuentra situado en Colombia. Es un yacimiento en arenas con aceite de 12.3° API con un volumen original de 4,384 MMb. La problemática en la explotación de este yacimiento radica en que el aceite es pesado y viscoso, además de que los espesores solo son de 3 a 24 m. La solución a la problemática fue la perforación de pozos horizontales, incrementando la producción del campo de 15,000 bpd a 180,000 bpd con la perforación de 296 pozos horizontales. Los pozos horizontales lograron producir hasta 7 veces lo que los verticales estaban produciendo, además de reducir significativamente la producción de arena y agua, figura 18.



Ejemplo campo Rubiales Colombia.
 Reserves certification report for the rubiales field, Colombia, 2010.
 Figura 18

- Resumen de técnicas aplicadas para el mejoramiento de la producción (IOR).

En los 3 casos anteriores se puede observar que los ingredientes para el éxito fueron: la aplicación sistémica de la administración integrada de yacimientos, el

conocimiento del yacimiento, el mantenimiento de presión, la perforación de pozos horizontales y las terminaciones especiales.

4.1.2 Campos Maduros exitosos en México.

En nuestro país existen ejemplos muy ilustrativos en los que se muestra que si es factible incrementar la producción, la reserva y el factor de recuperación final de los campos. A continuación abordaremos 3 de los más conocidos, sin descartar que haya otros igual de exitosos, pero que por formato y espacio no se presentan aquí.

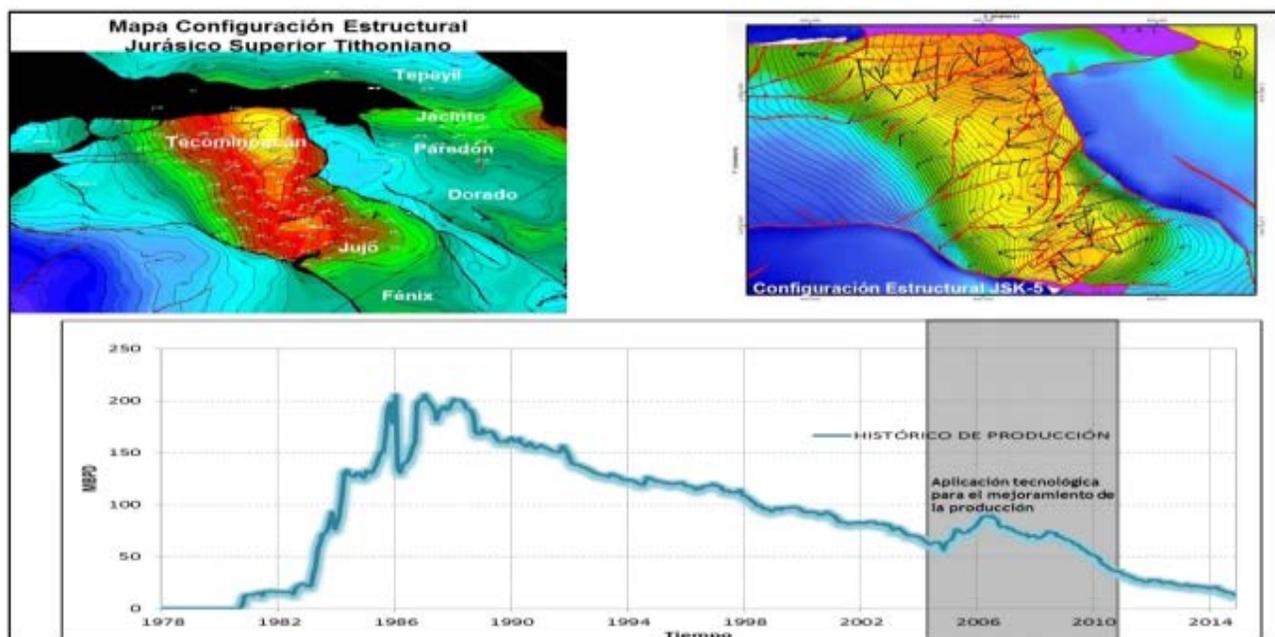
- **Caso Jujo-Tecominoacán**

Este yacimiento se encuentra situado en la Región sur de México. Es un yacimiento naturalmente fracturado carbonatado con dolomitización, siendo su principal mecanismo de explotación la expansión del sistema roca-fluido, el empuje del gas disuelto liberado, el drene gravitacional y de menor efecto el empuje de un acuífero con baja energía, con mantenimiento de presión a través de la inyección de nitrógeno. Su volumen original es de 4,849 MMb, con una presión original de 700 kg/cm² y una densidad del aceite de 40° API, su factor de recuperación actual es del 30% y un 41% final pronosticado. El campo inició su explotación en 1982 con un pico máximo de producción de 200,000 bpd, para iniciar su declinación natural debido principalmente a la caída de la presión del yacimiento y a la invasión prematura de agua en los pozos cercanos al contacto agua-aceite, figura 19.

La principal problemática de la explotación está relacionada a la caída de la presión del yacimiento y a la compartimentalización por variación areal de la calidad de la formación productora, con invasión prematura de agua y de gas en algunas zonas del campo. En el periodo 2004-2010 se nota claramente cómo se revirtió la tendencia de la declinación de la producción, gráfica 4; con el enfoque en la administración integrada de yacimientos, el mantenimiento de presión con inyección de gas; la intensificación de las perforaciones en zonas no drenadas, terminación de pozos en agujero descubierto utilizando colas extendidas en el aparejo de producción para aprovechar el drene gravitacional; la implantación de un programa

de optimización integral de la productividad de pozos; la implantación del bombeo neumático profundo.

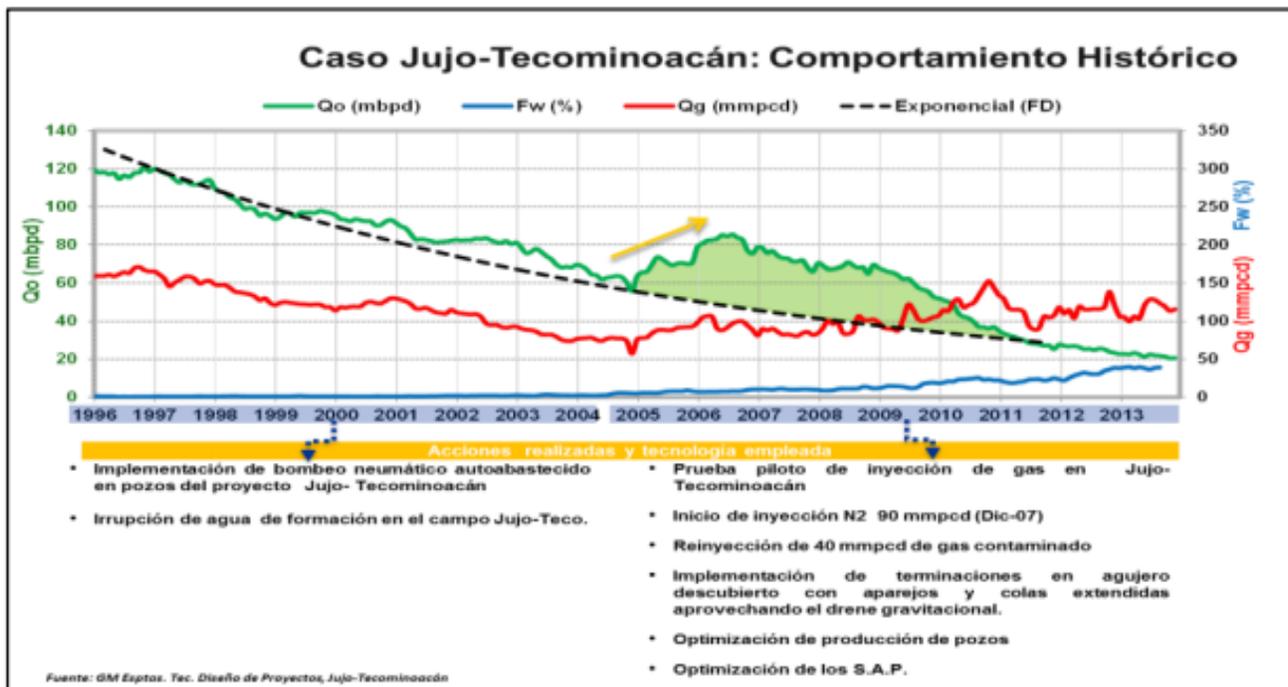
La terminación de pozos en agujero descubierto utilizando aparejos de producción con colas extendidas fue una innovación que dio varios beneficios: maximizó la productividad de los pozos, redujo los tiempos de intervención de pozos, redujo los riesgos de canalización de gas, optimizó el drene gravitacional del área drenada. Este es un ejemplo como con innovación y aplicaciones tecnológicas se puede mejorar substancialmente el comportamiento de la producción.



Campo Jujo, formaciones JSK y JST, comportamiento de la producción.

SPE, Productions and operations, November 2008.

Figura 19



Comportamiento Histórico Jujo-Ticomán.
GM.Tec, diseño de proyectos Jujo-Ticomán.
Gráfica 4.

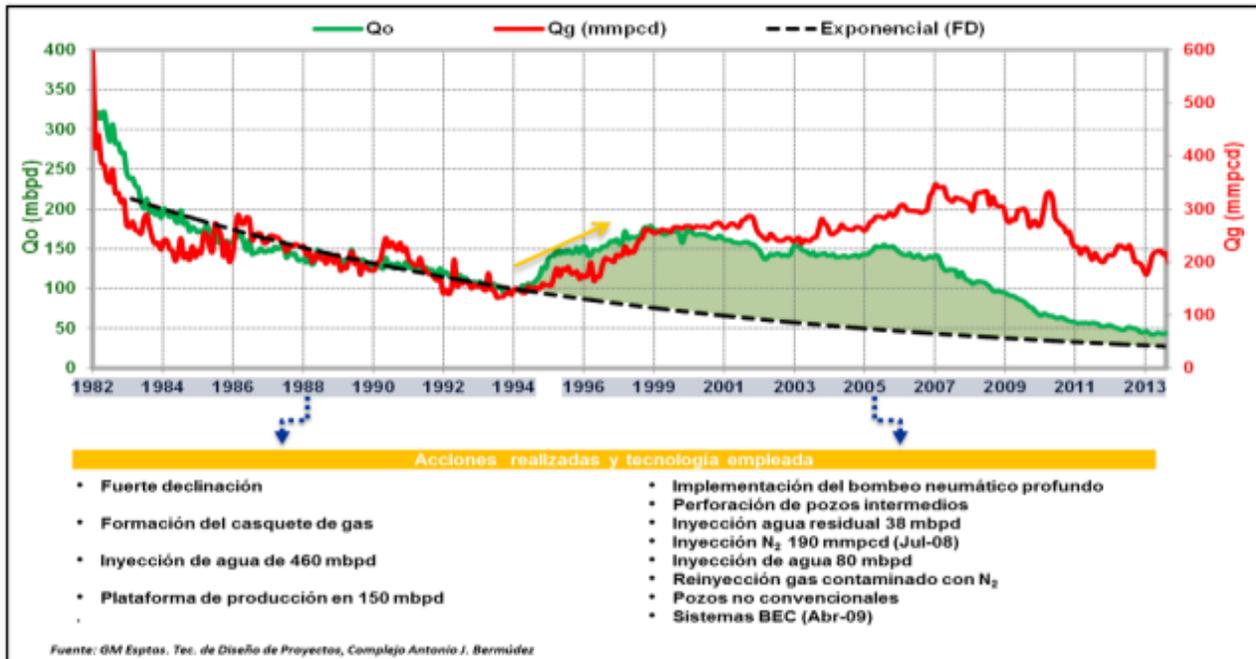
- Caso Antonio J. Bermúdez

Este campo inició su explotación en el año 1973, alcanzando una producción pico de 670,000 bpd, pero a partir del año 1979, inicia una pronunciada declinación hasta el año 1994, donde se inicia la aplicación de tecnología para el mejoramiento de la producción, gráfica 5. Este yacimiento tiene un volumen original de 9,791 MMb, con un factor de recuperación actual de 35.3% y pronosticado final de 44.7%. La formación productora está constituida por rocas calizas dolomitizadas naturalmente fracturadas; el aceite producido es de 28° a 31° API; el yacimiento inició su explotación con una presión de 533 kg/cm²; los mecanismos de empuje durante su explotación han sido la expansión del sistema roca-fluido, el empuje del gas disuelto liberado, el empuje de un acuífero de baja potencia y el drene

gravitacional. En un acercamiento al periodo 1994-2006 en el que se inicia la implantación de procesos para el mejoramiento de producción, se puede notar en la gráfica 6 que a partir del año 1994 se revierte la tendencia de la declinación de la producción, alcanzando una estabilización a 145,000 bpd durante un periodo de 13 años. En este periodo se implementaron los siguientes procesos para el mejoramiento de la producción: bombeo neumático profundo; cambio de aparejos de producción esbeltos por amplios; mantenimiento de presión con la inyección de 80,000 bpd de agua y 190 MMpcd de nitrógeno; optimización integral de la productividad de pozos; perforación de pozos no convencionales; administración integrada de yacimientos.



Histórico de producción CAJB.
GM.Tec, diseño de proyectos Jujo-Ticomán.
Gráfica 5.



Aplicaciones tecnológicas para revertir la declinación.
GM.Tec, diseño de proyectos Jujo-Ticomán.
Gráfica 6.

- Caso Complejo Cinco Presidentes.

El complejo Cinco Presidentes es un conjunto de yacimientos con secuencia de arenas de hasta 70 m de espesor intercaladas con capas de arcilla en trampas estructurales y estratigráficas localizados en un área de aproximadamente 10,820 km². Su volumen original es de 7,325 MMb. El factor de recuperación actual es del 26% y se espera un final del 30%. En el periodo del año 1928 a 1978, se desarrollaron los campos productores de aceite y gas: Tonalá (1928), El burro (1931), El Plan (1931), Ogarrío (1957), Sánchez Magallanes (1957), Cinco Presidentes (1960), San Ramón (1967), Blasillo (1968), Cuichapa (1970), Rodador (1971) y Bacal (1976), hasta alcanzar un pico de producción histórico en 1972 de 171,000 bpd y 252 MMpcd de gas.

La declinación de la producción tuvo un cambio favorable en el periodo 1975-1985, debido a la implantación de los proyectos de mantenimiento de presión con inyección de agua en los campos Cuichapa, Rodador, Magallanes y Ogarrio, para continuar con la misma declinación hasta el año 2002, donde se inicia la reactivación de este complejo, gráfica 7.

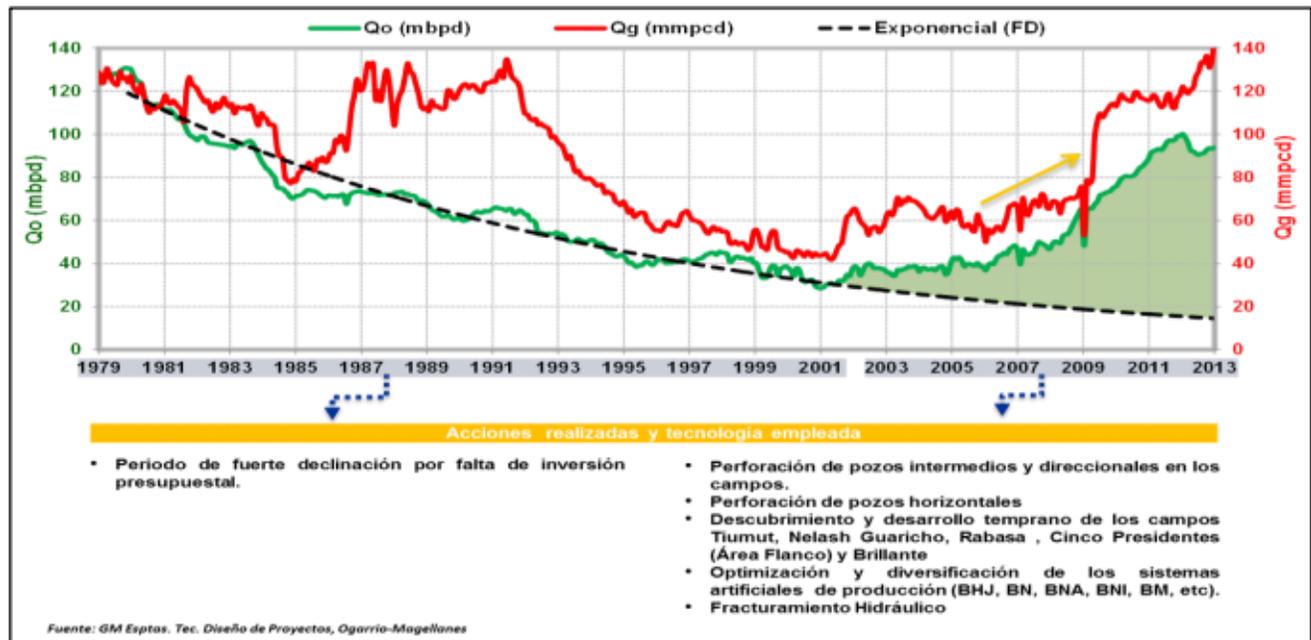


Histórico de producción complejo Cinco presidentes.

GM.Tec, diseño de proyectos.

Gráfica 7.

En el periodo comprendido del año 2002 al 2014, gráfica 8, se aplicaron varias tecnologías y mejores prácticas para el mejoramiento de la producción con excelentes resultados, entre las más sobresalientes se encuentran las siguientes: toma de sísmica 3D para definir trampas aledañas a los bloques productores; desarrollo acelerado de las nuevas trampas descubiertas; perforación de pozos direccionales; perforación de pozos horizontales; fracturamiento hidráulico; optimización de los sistemas artificiales y la productividad de pozos; administración integrada de yacimientos. Este ejemplo es particularmente importante en el sentido de que existen muchas zonas explotadas, en las que la toma de información sísmica pudiese fortalecer el entendimiento del área y la localización de otras trampas aledañas, que combinado con la aplicación de tecnología para mejorar la producción, pudiese dar los mismos resultados obtenidos en el complejo Cinco Presidentes.

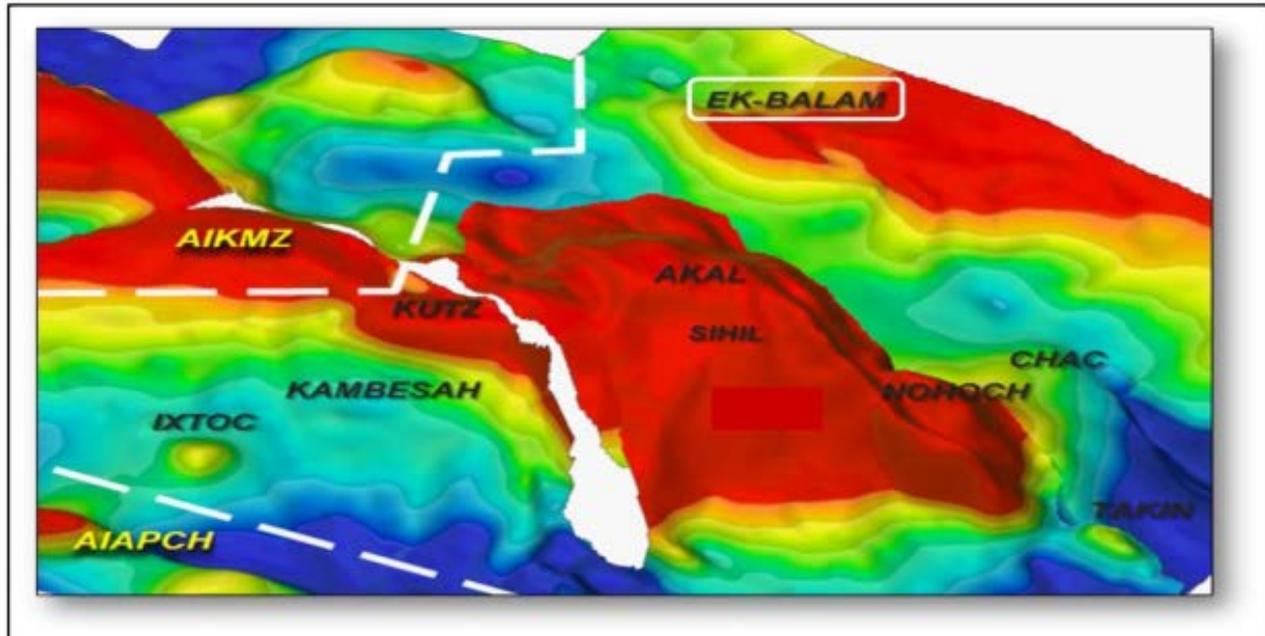


Aplicaciones tecnológicas para revertir la declinación.
GM.Tec, diseño de proyectos Ogarrio-Magallanes.
Gráfica 8.

- Caso Cantarell.

El complejo Cantarell está situado a 80 km al norte de Ciudad del Carmen Campeche en la sonda del mismo nombre. Está constituido de varios campos productores en las formaciones Terciario, Cretácico y Jurásico, figura 20. La zona con mayor reserva y de mayor producción es la brecha del Cretácico, con permeabilidades que van de 1 a 6 darcys. Las formaciones productoras son mayormente calizas dolomitizadas, naturalmente fracturadas, con sistemas porosos favorablemente afectados por la disolución.

En la tabla 10 se muestran datos de volúmenes originales y reservas de todos los campos, destacando que aún se tiene una reserva remanente 2P de 3,355 MMb, de los cuales casi el 70% corresponden al campo Akal, teniéndose hasta el momento un factor de recuperación del 37.2% en todos los campos.

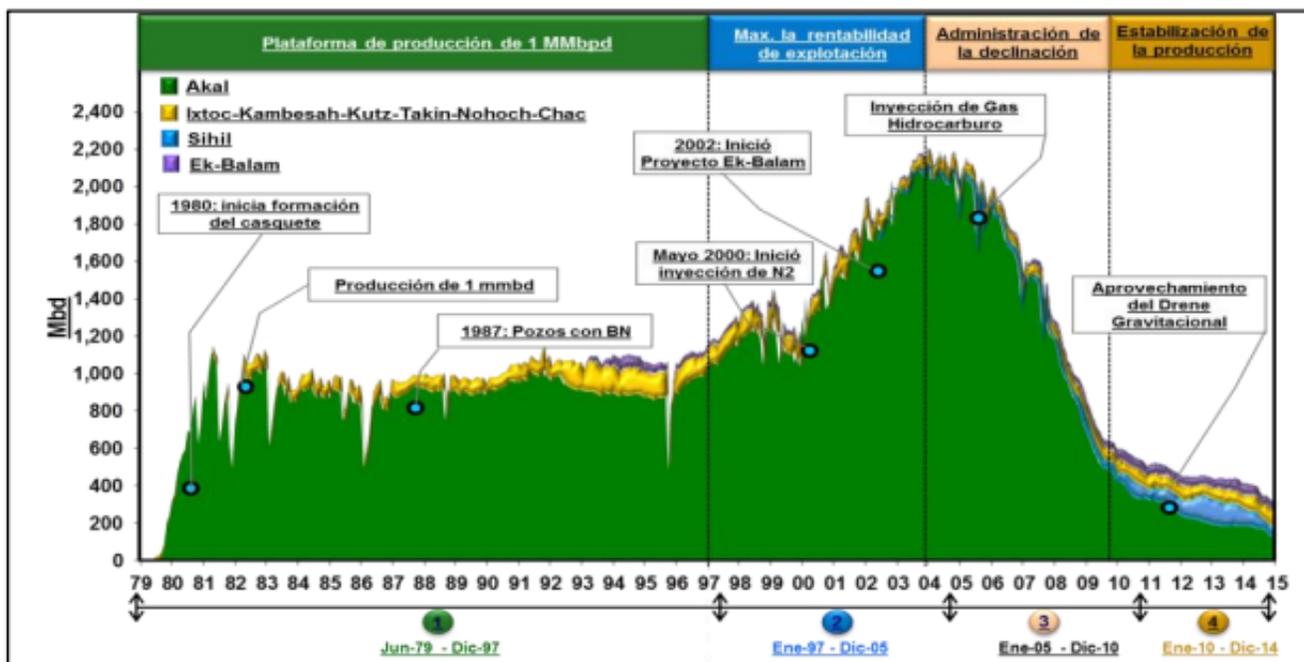


Campos del Complejo Cantarell.
Pemex E&P.
Figura 20.

CAMPO	FORMACIÓN	VOLUMEN ORIGINAL (MMBIS)	RESERVA REMANENTE 2P 31/dic/2013 (MMBIS)	PRODUCCIÓN ACTUAL 31/ene/2015 (BPD)	PRODUCCIÓN ACUMULADA 31/ene/2015 (MMBLS)	FR ACTUAL (%)	DECLINACIÓN MENSUAL (%)	NÚMERO DE EQUIPOS OPERANDO (2014)	NÚMERO DE INTERVENCIONES (2014) PERF/RMA
Akal	Cretácico/Jurásico	30,434	2,378	120,308	12,852	42.22%	3.0%/2.0%	9	2/64
Sihil	Cretácico	729	111	34,590	170	23.33%	5.70%	4	5/1
	Eoceno Medio	650	102	6,034	13	1.96%	5.50%	2	0/5
	JSK	200	15	893	13	6.38%	10.00%	0	0/0
EK-Balam	Cretácico/Jurásico	2,237	550	47,916	261	11.65%	4.6%/2.7%	3	1/4
Ixtoc	Cretácico	657	105	32,596	130	19.80%	0.31%	4	4/2
Kambesah	Cretácico	127	35	35,038	14	11.20%	---	1	3/0
Kutz	Cretácico	333	8	1,794	55	16.54%	0.71%	0	0/0
Chac	Cretácico	530	19	6,629	199	37.67%	4.07%	1	1/0
Nohoch	Cretácico	2,011	11	5,286	621	30.89%	1.68%	0	0/0
	Eoceno Medio	43	3	6,464	17	39.50%	---	0	0/0
Takin	Cretácico	116	19	9,860	29	25.29%	2.90%	0	0/0
Total		38,067	3,355	307,408	14,375	37.76%	--	24	16/76

Resúmenes de reservas y factores de recuperación.
Pemex E&P.
Tabla 10.

La explotación del complejo Cantarell ha estado relacionada básicamente a la explotación del campo Akal el más importante de este complejo, ya que su volumen original es 30,444 MMb, con un factor de recuperación actual del 41.78%. Como se puede notar en la gráfica 9, el pico de producción del complejo Cantarell fue de 2.121 MMbpd en el año 2003, pero debido a la fuerte declinación del mismo a partir del año 2008, la producción de los otros campos del complejo empieza a ser relevante en las expectativas de producción.

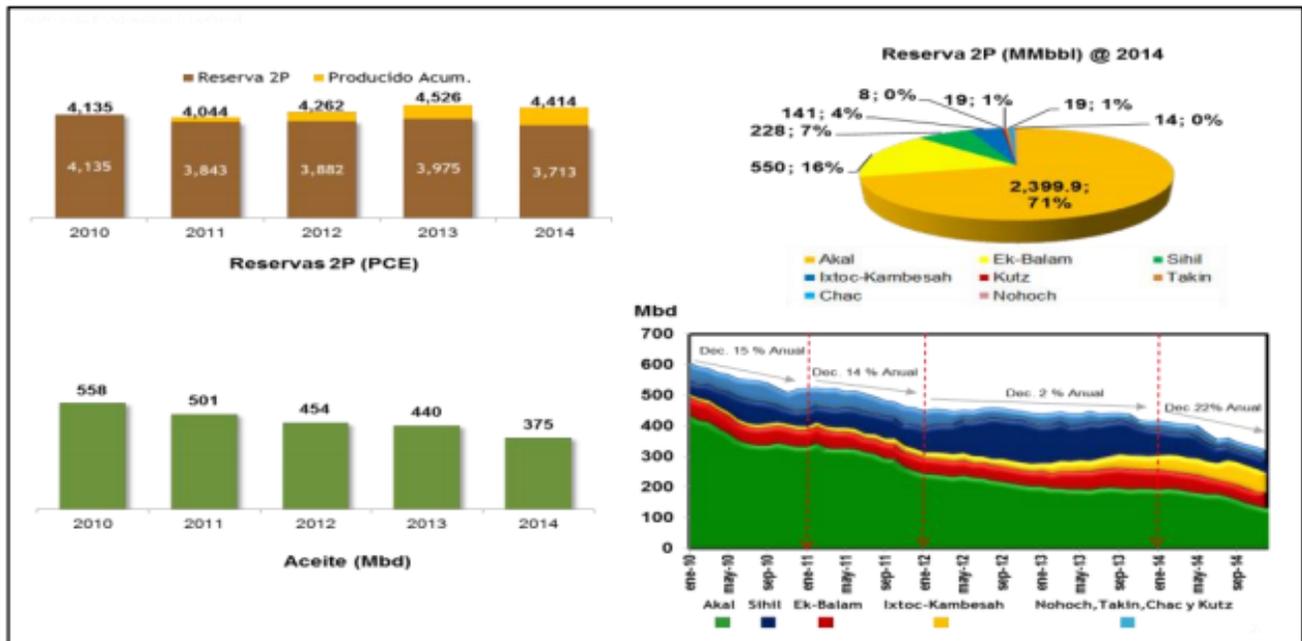


Resúmenes de reservas y factores de recuperación.

Pemex E&P.

Gráfica 9.

En el periodo 2010-2014, se implementaron varias tecnologías para el mejoramiento de la producción. En la figura 21 se observa que en términos reales la reserva 2P creció de 4,135 MMb a 4,414 MMb, mientras que la declinación de la producción disminuyó del 15% al 2% del 2009 al 2013, con una caída significativa en el 2014 por la invasión de agua en el campo Sihil.



Comportamiento de reservas y producción periodo 2010-2014
Pemex E&P.
Figura 21.

El campo Akal el más importante del complejo por su reserva, inició su explotación en el año de 1979 manteniendo una plataforma de producción de aceite de 1MMbpd hasta el año 1996, fecha en la que inició la implementación del Proyecto Estratégico de Explotación, Modernización y Optimización de Cantarell, alcanzando una producción pico de ~2.121 MMbpd en el año 2003, siendo una parte fundamental en este proyecto la inyección de nitrógeno al yacimiento como mantenimiento de presión y el incremento del número de pozos productores. Desde el año 2005 se inició la administración de la declinación del campo en donde el mecanismo del drene gravitacional toma un papel de mayor importancia en la recuperación de las reservas.

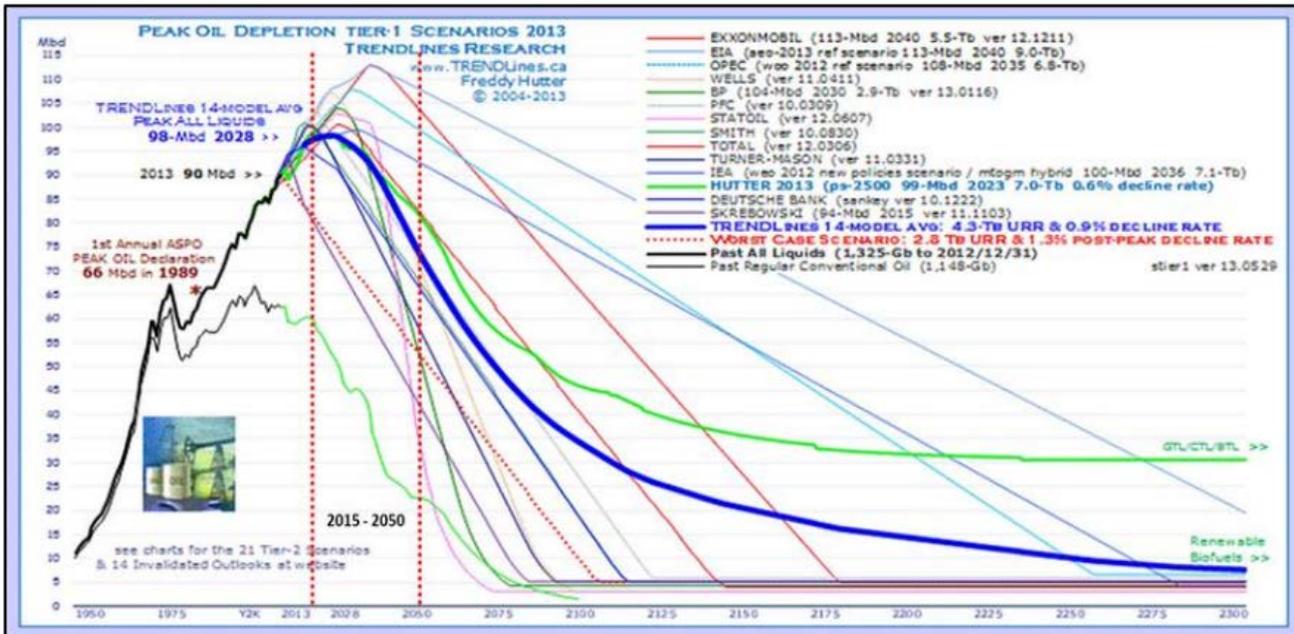
El campo Akal ha alcanzado una producción acumulada de ~12,700 MMb de un volumen original de 30,434 MMb y con un factor de recuperación actual del 41.7%, quedando por producir ~2,400 MMb de reserva 2P. Por sus condiciones extraordinarias

de permeabilidad en el inicio de la explotación del campo se lograron gastos de producción promedio de hasta 30,000 bpd por pozo. El gasto de producción se ha reducido significativamente debido a la reducción de la ventana de explotación, y en gran medida a la reducción significativa de los fluidos almacenados en el sistema de vórgulos y fractura; actualmente el gasto promedio por pozo es de 923 bpd. En las condiciones actuales de explotación, el 95% de la producción del campo se obtiene a través del efecto del mecanismo de drene gravitacional, ya que las rocas productoras son de alta permeabilidad, tiene grandes espesores y se tiene un alto relieve estructural, de ahí la gran importancia de aprovechar y mantener el efecto de este mecanismo en todas las regiones del campo para maximizar el factor de recuperación final.

La estrategia utilizada en el campo Akal es aprovechar al máximo el mecanismo de drene gravitacional prevaeciente en el campo, ya que actualmente se produce en ventanas reducidas de aceite, las cuales varían de 40 hasta 70 m, con un promedio de 50 m, con el consecuente riesgo de canalizar y/o conificar agua y/o gas hacia los pozos productores.

4.1.3 Tendencia de la producción y demanda energética mundial.

Las predicciones de cómo se comportará la producción mundial de aceite en el presente siglo tiene una amplia variación y consideran muchos factores, principalmente la frecuencia con la que se descubren yacimientos y la magnitud de estos. En gráfica 11, podemos observar que el rango de variación del pico máximo mundial de producción de aceite va desde 90 a 113 MMb, que ocurriría entre los años 2015 a 2040; sin embargo, el ritmo de crecimiento de la producción mundial es coincidente en todos los pronósticos, y básicamente es el mismo observado desde el año 1985, que es de aproximadamente 1 MMb/año. Actualmente la producción mundial es de 92 MMb.

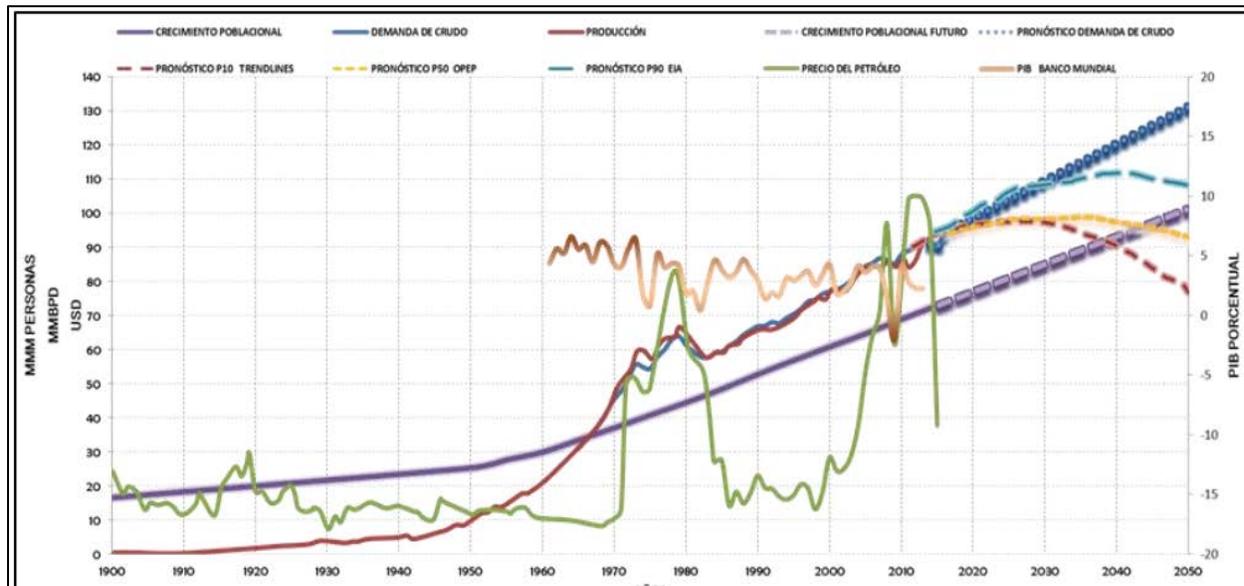


Comportamiento y predicciones de la producción a nivel mundial.
 Shlumberger .
 Gráfica 12.

El crecimiento de la población en el siglo pasado y en lo que va de éste, con su consecuente incremento de demanda energética ha motivado la tendencia continua en el volumen de aceite producido a nivel mundial. Esta tendencia fue muy pronunciada entre los años 60's y los 80's del pasado siglo, debido al crecimiento económico mundial; no así a partir de los 90's, debido a que el número de campos gigantes en desarrollo disminuyó considerablemente, además de que las reservas remanentes en el mundo cada vez son más difíciles y caras de explotar, como es el caso de los yacimientos de aguas profundas y los de shale oil y shale gas, que han sido la base del crecimiento de la producción mundial en los últimos 20 años, en donde la tecnología ha jugado un papel preponderante en la explotación de estas reservas.

Como puede verse en la gráfica 13, el ritmo de crecimiento de la producción de crudo es muy dependiente del crecimiento poblacional, y este a su vez ha generado un crecimiento económico mundial, que por su comportamiento cíclico genera desajustes

entre la oferta y la demanda de hidrocarburos, que a la vez ocasiona la baja de los precios de aceite mientras nuevamente se reactiva la economía.



Comportamiento y predicciones de la producción a nivel mundial.
Gráfica 13.

En la gráfica 13 se puede observar que la demanda de aceite crudo ha tenido una tendencia incremental constante en el siglo pasado desde el año 1985 de aproximadamente 1 MMb por año, siendo hasta la fecha muy consistente, por lo que se espera la misma tendencia para el presente siglo, ya que no habrá un cambio en la tendencia del crecimiento poblacional. Se espera un crecimiento mundial de la economía como el que se ha observado últimamente, claro con sus respectivos ciclos de bonanza y recesión. Estamos hablando que en el año 2050, para suplir las necesidades energéticas de la humanidad, se requerirían del orden 127 MMb diarios.

De acuerdo a las predicciones de algunas instituciones, la producción pico de aceite se puede alcanzar en los periodos 2015-2040, con una variación de la producción pico de 90 a 113 MMbd. En la gráfica 14, también observamos que inevitablemente cualquiera que sea el caso, en los próximos 25 años habrá un momento en que la demanda rebase a la oferta, tal y como ya ha ocurrido muchas veces; sin embargo, en esta ocasión, a diferencia de las demás esta será irreversible.

También es previsible que cada día la innovación tecnológica será más costosa por la misma complejidad de los procesos para explotar campos complejos, lo que seguramente ocasionará que los precios del barril de crudo siempre tengan una tendencia alcista, desde luego con su natural volatilidad en los periodos cíclicos de crecimiento y desaceleración de la economía mundial.

4.1.4 Inversión en campos maduros.

Inversión en campos maduros Como se mostró líneas arriba, el petróleo seguirá siendo un recurso muy valioso en los próximos 35 años, debido al continuo crecimiento poblacional en el mundo; Los Mexicanos tenemos una gran oportunidad para incrementar el factor de recuperación final de nuestros campos maduros en un número conservador del 10%, que corresponde a 12,315 MMb de aceite crudo; esta es una reserva sin riesgo que solo requiere inversión, innovación y aplicación tecnológica.

La inversión en la reactivación de campos maduros es muy lucrativa, ya que no existe riesgo geológico asociado en la explotación de los mismos; sin embargo, en PEP, se tienen que priorizar las inversiones y optimizar los ciclos de inversión con un portafolio optimizado de oportunidades. La prioridad para PEP es explotar campos a bajo costo de producción, en donde se encuentra el 16% de los campos jóvenes y el 11% de los campos en desarrollo, y desde luego los campos maduros más grandes e importantes por su reserva remanente como son los de Akal, Ku y el Complejo Bermúdez.

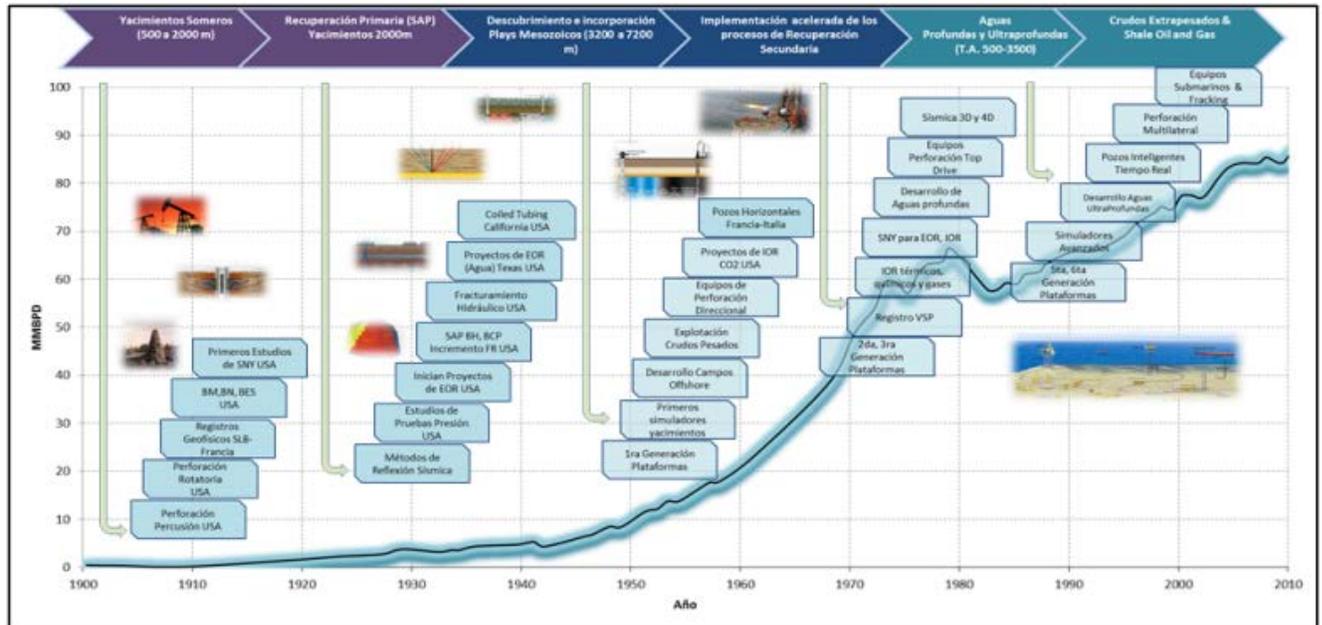
La reforma energética nos da la posibilidad de reactivar todos estos campos maduros, a través de contratos farm out, joint venture, o cualquier otro esquema de contrato que incentive la inversión y que incremente la renta petrolera. Sin duda que el enfoque de nuestras autoridades debe ser el explotar este gran potencial que existe en los campos maduros, en donde es factible incrementar el factor de recuperación final esperado de un 35% a un 45%, 7% en aplicaciones tecnológicas para la mejora de la producción, y 3% en proyectos de recuperación mejorada, con un potencial de reserva adicional de 12,315 MMb; esto sustentado con el índice geotécnico de calidad de nuestros

yacimientos, en donde es factible pensar en un factor de recuperación conservador del 45%.

Las inversiones son cuantiosas, especialmente en proyectos de mejora de la producción en campos grandes como es el caso de Akal y de Ku; por citar un dato, únicamente el proyecto de doble desplazamiento para el campo Akal, requiere de una inversión de aproximadamente 60,000 MM\$. El instrumento de la reforma energética debe ser utilizado eficientemente para incentivar las inversiones en estos campos, ya que el aceite ya se encuentra descubierto sin riesgo, en donde solo se requiere de un buen esquema de incentivación para hacer realidad el incremento de la renta petrolera.

4.1.5 Innovación y aplicación tecnológica en campos maduros.

La Figura 22 muestra la importancia que ha tenido la innovación tecnológica en el crecimiento de la producción de crudo mundial, ya que sin esta, no se podría explicar la viabilidad económica en la explotación de yacimientos cada vez más complejos. Históricamente, a principios del siglo XX la explotación de hidrocarburos solo estaba enfocada a yacimientos someros; a medida que los yacimientos descubiertos incrementaban su complejidad, fue necesario innovar e implementar nuevas tecnologías. Es importante observar que los incrementos de producción recientes en los últimos 20 años, vienen de yacimientos muy complejos y con altos requerimientos tecnológicos, y que los costos de producción son de arriba de 50 US\$/b, debido al costo de las tecnologías que se requieren para lograr su explotación; mientras más complejos los yacimientos requieren de tecnologías más complejas y más costosas.



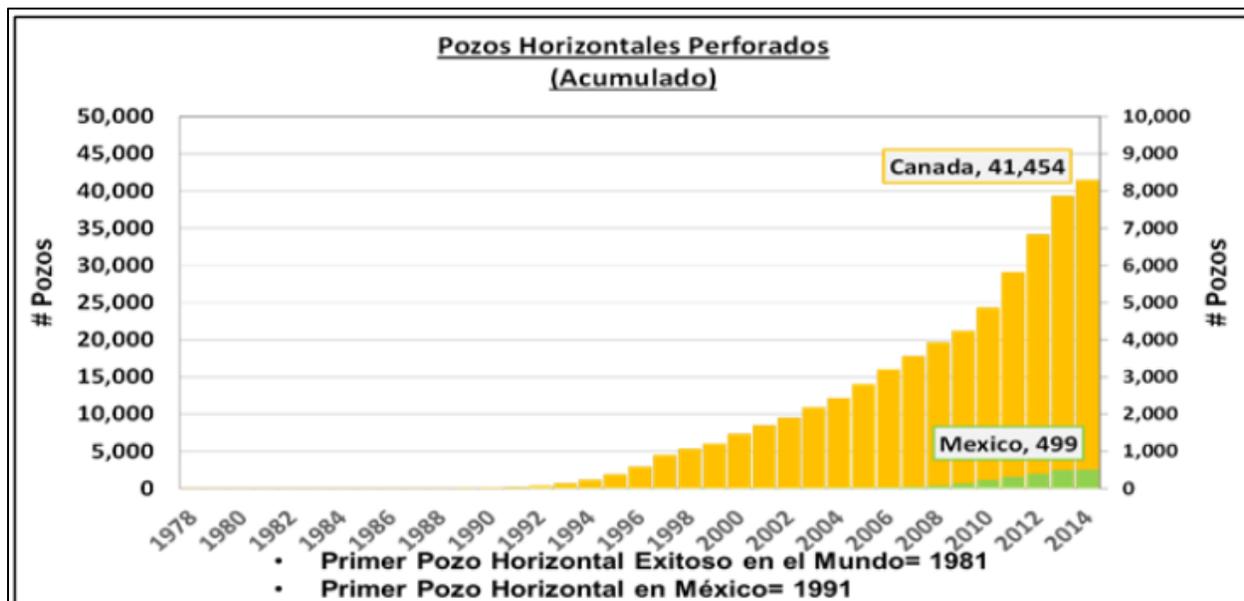
Evolución tecnológica en la explotación del aceite.

Figura 22.

Las tecnologías del futuro, además de las utilizadas en la explotación de nuevos yacimientos descubiertos, seguirán siendo todas las empleadas para el mejoramiento de la producción en campos maduros: las que tienen que ver con la perforación de pozos no convencionales; el aseguramiento de flujo; tecnologías para abaratar la reintervención de pozos en localizaciones difíciles; herramientas para intervenir pozos y disminuir los costos logísticos en la reintervención de pozos; mejoramiento en el desempeño de sistemas artificiales de producción; etc. Así mismo las tecnologías para recuperación mejorada tendrán una gran relevancia, ya que con su uso intensivo se pudiesen lograr factores de recuperación final altos, utilizando ya sea métodos químicos, gaseosos o térmicos. La combustión in situ y el uso de surfactantes con espuma parecen ser una excelente opción para yacimientos grandes en formaciones carbonatadas.

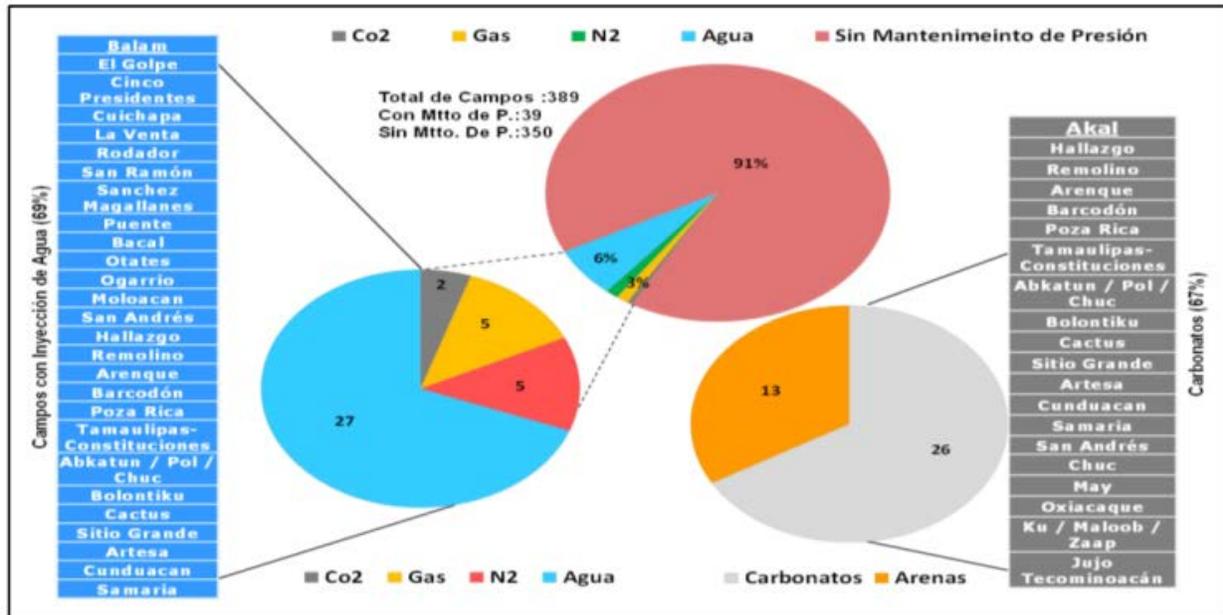
A continuación analizaremos algunas oportunidades tecnológicas que se vislumbran en nuestros campos maduros. Sin duda que la perforación horizontal ha sido y seguirá siendo la tecnología más útil para mejorar la producción e incrementar el factor de

recuperación final. En casi todos los ejemplos exitosos que se han mostrado, la perforación horizontal y las terminaciones especiales, han jugado un papel preponderante. Por razones diversas, en nuestro país se tiene un marcado rezago en la aplicación de esta tan importante tecnología. La gráfica 14 muestra que mientras en Canadá se tuvo un incremento exponencial de las perforaciones horizontales con un total de 41,454 pozos, en nuestro país solo se han perforado 499 pozos, con un crecimiento casi nulo en los últimos años.



Evolución del número de pozos Canadá-México.
Gráfica 14.

En la gráfica 15 se observa que el 91% de nuestros campos no tiene mantenimiento de presión; sin embargo, es importante recalcar que los más importantes y los que más reserva tienen si cuentan con mantenimiento de presión como es el caso de Akal, Ku-Maloob-Zaap, complejo Bermúdez, Jujo-Tecominoacán, por citar algunos. De cualquier manera el mantenimiento de presión aunque es una premisa indispensable en la explotación de campos, sigue siendo un área de oportunidad muy importante en nuestros campos maduros.

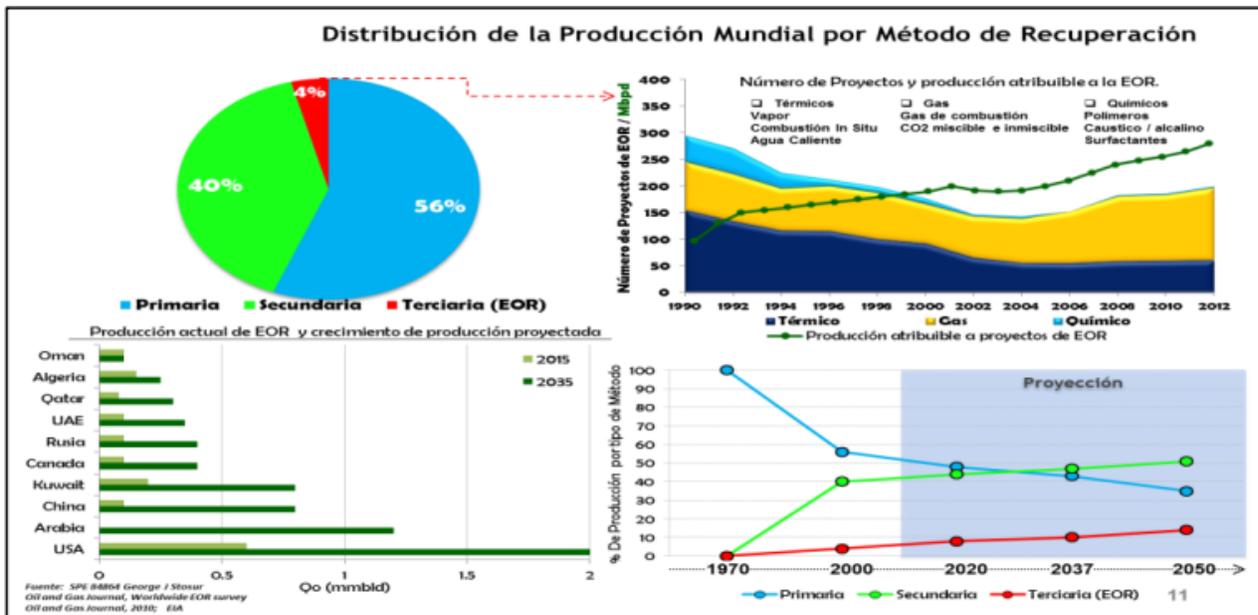


Mantenimiento de presión en campos maduros, México.
 Gráfica 15.

Todas las tecnologías para el mejoramiento de la producción (IOR) juegan un papel muy importante en las expectativas para incrementar las reservas y por consiguiente el factor de recuperación final; sin embargo, como etapa final de explotación, muchos campos son susceptibles para la aplicación de algún método de recuperación mejorada (EOR), que puede ser gaseoso, térmico o químico. Generalmente estos métodos requieren de costos de producción elevada, de aquí la importancia de su planeación y definición, ya que los márgenes de ganancia tienden a ser reducidos. En algunos contados casos, los métodos de recuperación mejorada son imprescindibles para la explotación de algunos campos de aceite viscoso o de baja permeabilidad.

La expectativa es que se pueda incrementar el factor de recuperación final en un 3% con la aplicación de estos métodos, pasando de un 42% a un 45%. La figura 23 muestra la evolución y expectativa de crecimiento de los métodos de recuperación mejorada. Estos métodos solo representan el 4% de los campos que se explotan, con un total de aproximadamente 220 proyectos en el mundo para el año 2012 y con una aportación de la producción de aproximadamente 300,000 bpd, la cual representa solo

el 0.375% de la producción mundial de aceite; o sea, prácticamente despreciable, explicado sólo por los altos costos de producción involucrados, y los márgenes de ganancia tan reducidos. En el mismo gráfico se observa que los métodos de recuperación mejorada, seguirán creciendo y que para el año 2050, el 15% de la producción mundial dependerá de alguno de estos métodos.



Evolución y expectativa de crecimiento de métodos de EOR.
Gráfica 16.

Por otro lado, todos los yacimientos naturalmente fracturados tienen un potencial muy importante para la aplicación de algún método, ya que en la matriz de la roca que tiene muy baja permeabilidad, se tienen volúmenes muy importantes de hidrocarburos. Se ha estado trabajando para desarrollar un método de inyección de surfactantes con espumas para el Campo Akal, muy probablemente el año próximo se esté llevando a cabo una prueba piloto; los resultados serán muy importantes para una posible masificación a yacimientos de la zona marina y terrestre con las mismas características. Desde luego que la evaluación económica jugará un papel muy importante en la factibilidad de ser aplicados.

La gran oportunidad que tenemos es que mediante los instrumentos de contratos que la reforma energética nos dio, puede ser factible incentivar la inversión en este tipo de proyectos.

4.1.6 Resolución de Pemex.

Con la ventaja que le concede la Ronda Cero, Pemex retendrá la explotación en algunos de los campos maduros más rentables del sector, como Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez, que en conjunto representan 6 mil 600 millones de barriles de petróleo crudo equivalente del total de las reservas probadas, estiman expertos.

En México las reservas probadas de hidrocarburos suman 13 mil 868 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmpce), de esa cifra 67 por ciento, representa el volumen de reservas desarrolladas (9 mil 319 millones de barriles de petróleo crudo equivalente).

La importancia de los campos maduros para la paraestatal radica en que estas áreas de explotación no exigen cifras de inversión relevantes para generar nueva infraestructura y al mismo tiempo pueden seguir produciendo hidrocarburos.

Además, estos campos son los candidatos idóneos para que los mantenga Pemex, pues actualmente se promueve la aplicación de un método, denominado “proceso de recuperación mejorada”, que al inyectar gas al pozo que ha bajado su producción permite obtener una mayor cantidad de crudo a diferencia de los procesos convencionales.

Los campos maduros que la paraestatal podrá retomar con la Ronda Cero son los ubicados en aguas someras del sur del Golfo de México, frente a las costas de Campeche, Tabasco e incluso Veracruz.

Gustavo Hernández García, director general de Pemex Exploración y Producción (PEP), reconoció que anteriormente algunas de las áreas maduras se desatendieron, porque el total de recursos que se tenían destinados a la explotación de los campos maduros se destinaba a otros proyectos que garantizaban resultados a corto plazo, pero ahora se retomarán.

“Algunas de ellas, Pemex les dedicó poca atención porque se destinaban los recursos a campos de mayor productividad y de más rápido retorno”, precisó Hernández García.

Respaldada en el beneficio que le otorga la Ronda Cero, la filial de Pemex ha identificado los campos maduros en los que será la única operadora y en los que podría trabajar en esas áreas de la mano de algunas empresas mexicanas.

De acuerdo con el director de PEP, también se han logrado identificar los “potenciales socios” que apoyarán a la paraestatal en la producción de hidrocarburos en este tipo de pozos, principalmente en los establecidos en aguas someras, es decir, áreas que están a menos de 500 metros de profundidad.

El presidente de la Coparmex, Juan Pablo Castañón, comentó en el pasado algunos nombres de empresas con probabilidad de participar con Petróleos Mexicanos, entre ellas Grupo Carso, Diavaz, y la regiomontana Alfa, entre otros, las que han mostrado interés en participar en los campos maduros y shale gas.

4.2 Rentabilidad de proyectos de Shale Gas.

La producción de shale gas o gas natural de lutita en los Estados Unidos ha sorprendido al mundo por su rápido desarrollo y repercusión en la disminución del precio del combustible y el aumento de reservas de hidrocarburos. Este desarrollo ha crecido junto con la oferta de petróleo y de condensados de gas natural.

Por su novedad, la evaluación completa de estos desarrollos confronta dificultades metodológicas, estadísticas y de conocimiento científico, tecnológico, social y económico. Las regiones de los Estados Unidos y Canadá con yacimientos de shale gas comprobados son muchas. Sin embargo, dado lo novedoso de su explotación, no existe historial suficientemente largo para sacar conclusiones sobre procesos de exploración, picos y declives de producción y técnicas de recuperación de los recursos.

Las dudas crecen ante la discordancia entre la creciente producción de gas y precios de mercado inferiores a los costos. También se escuchan advertencias sobre los potenciales efectos nocivos de su explotación en el medio ambiente y comunidades aledañas.

4.2.1 Shale Gas a nivel mundial.

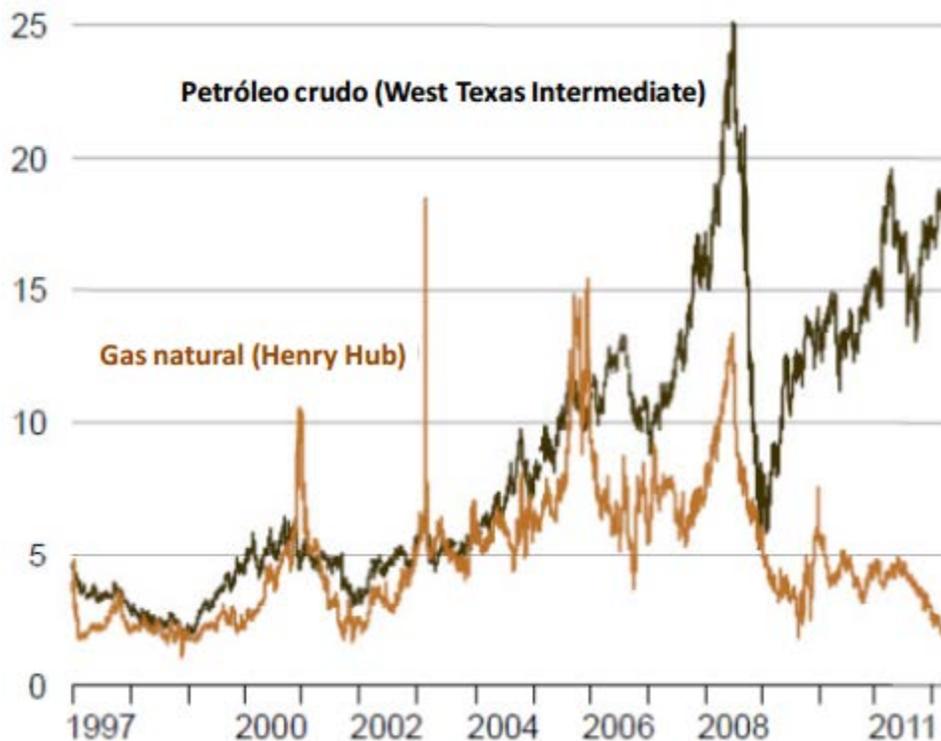
- Estados Unidos de Norte América.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos publica el anuario Perspectiva Anual de la Energía (Annual Energy Outlook) con estimaciones actualizadas del comportamiento futuro de la oferta y la demanda de energía en el país, con perspectiva de 25 años.

El consumo total de energía en ese país continuará la tendencia de lento crecimiento, a tasa del 3% medio anual de 2010 a 2035. Los Estados Unidos no regresarán a los niveles de crecimiento de demanda de las dos décadas anteriores a la recesión de

2008 y 2009. Ahora se esperan crecimientos económico y poblacional moderados y mayor eficiencia energética.

La intensidad energética primaria, medida en BTU por dólar de PIB en dólares de 2005, decrece a una tasa del 2,1% anual de 2010 a 2035. Del lado de la demanda se espera un modesto crecimiento hasta 2035, pero también se estima que la producción nacional de crudo y gas natural seguirá creciendo, en gran medida por la extracción de tight crude y shale gas. En consecuencia, se espera una importación de crudo decreciente, posibles remanentes de gas natural para exportar y mayor generación de electricidad por gas natural y fuentes renovables.



Precios del gas natural en Henry Hub del crudo WTI.

Fuente: Energy Information Agency (EIA)

Gráfica 17.

El gas natural ha sido una de las principales fuentes de energía de los Estados Unidos desde los años sesenta. Hoy cubre el 27% de sus necesidades de energía primaria. En 2001 la producción de shale gas representaba menos del 2% de la producción de gas

natural, pero entre los años 2000 y 2010 creció hasta alcanzar el 23% de la producción de gas seco en el país. Las reservas de shale gas húmedo llegaron a 60,64 TPC en 2009, representando el 21% del total de reservas de gas natural en ese país, el nivel más alto desde 1971.

Sin embargo, no fue sino hasta 2008 cuando se reconoció que la producción de shale gas mostraba un crecimiento extraordinario. Desde entonces han sido incorporadas nuevas regiones productoras a la oferta energética. Un ejemplo es la producción de shale gas en Haynesville, Luisiana, que empezó con niveles insignificantes en 2008 para representar luego el 8% de la producción de gas natural del país.

De acuerdo con la prospectiva más reciente de la EIA al año 2035, el crecimiento acelerado de la oferta de shale gas podría continuar varios años.

Los reportes de las autoridades de los Estados Unidos muestran que en 2010 el consumo de gas natural superó la producción nacional, lo que se tradujo en importaciones por 2,6 TPC provenientes de Canadá, principalmente. El nuevo escenario prevé que hacia 2022 la producción de gas natural podría superar al consumo, con el consecuente surgimiento de las exportaciones, hasta alcanzar 1,4 TPC en 2035.

En este escenario se espera que entre 2010 y 2035 el consumo de gas natural de los Estados Unidos crezca a un ritmo del 0,45% anual, lo cual representaría una demanda adicional de 2,5 TPC con respecto a 2010, con lo que llegaría a 26,6 TPC en 2035. El sector de mayor crecimiento seguirá siendo la generación de electricidad, seguido por el industrial y el residencial. El crecimiento dependerá de factores como el crecimiento de la economía y la evolución de los precios de los energéticos a los consumidores.

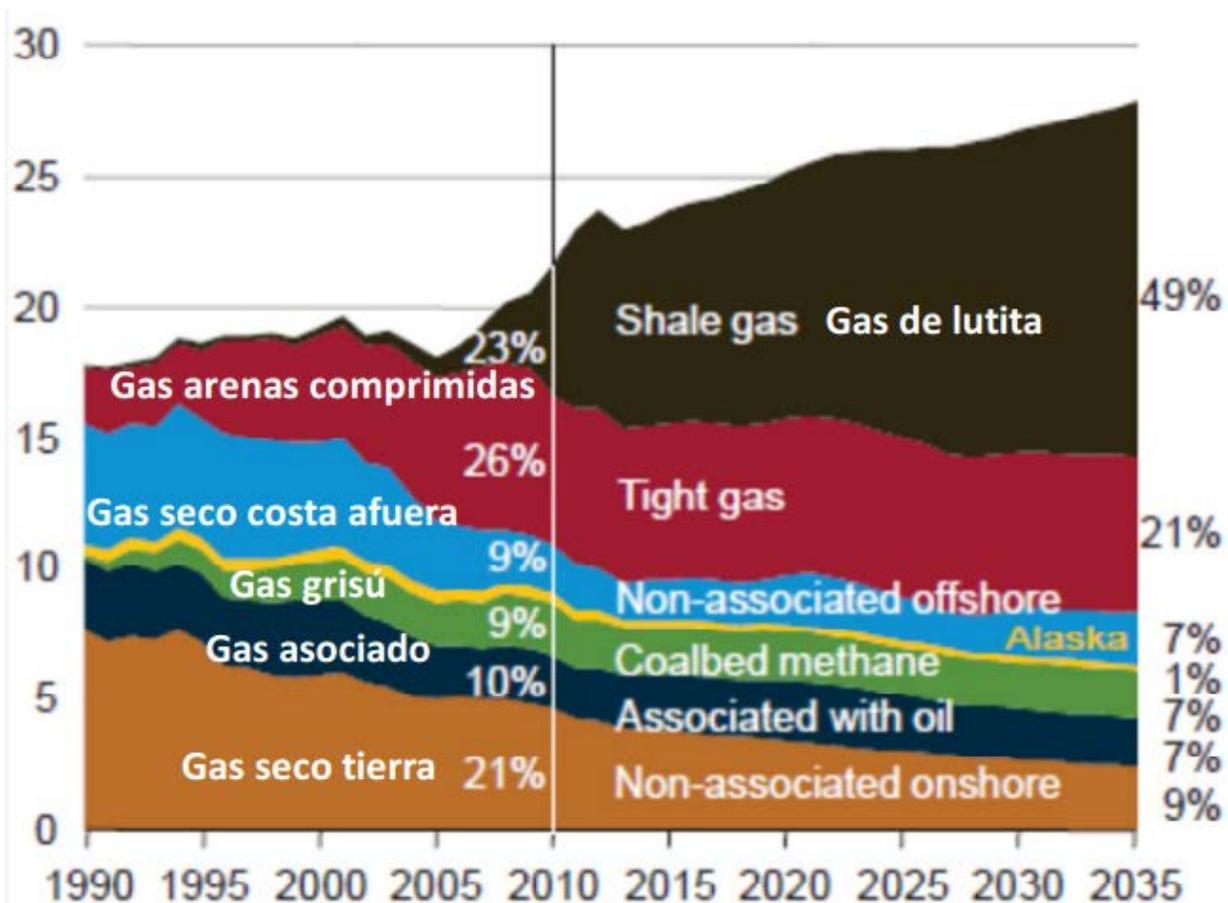
Se estima que la producción de gas natural crecerá un 1% anual hasta alcanzar 27,9 TPC en 2035. El crecimiento podría provenir de desarrollos en aguas profundas, del Ártico o incluso del gas de lutita.

Las expectativas de producción de gas de carbón (gas grisú) o de yacimientos off-shore son bajas. Se espera que el tight gas sea la segunda fuente de gas natural del

país con un promedio de producción anual relativamente constante de 6,1 TPC hasta 2035. El gas grisú se mantiene en un nivel promedio anual de 1,8 TPC. La producción de gas natural de campos off-shore declina gradualmente a 0,8 TPC de 2010 a 2014, pero luego crece lentamente hasta el final del período considerado.

Por lo tanto, el mayor crecimiento provendrá del desarrollo de las reservas de shale gas, el cual puede llegar a representar el 49% de la producción de gas natural en 2035, el doble de 2010.

Este escenario se basa en una estimación de 542 TPC de Recursos Técnicamente Recuperables (TRR) de shale gas, como parte de un total de 2.203 TPC de TRR de gas natural en los Estados Unidos.



Estados Unidos: Producción de gas natural, 1990–2035, Caso de referencia.

Fuente: Energy Information Agency (EIA)

Gráfica 18.

La explotación de shale gas a gran escala empezó en Barnett Shale en el centro de Texas.

El éxito de Barnett Shale atrajo muchas empresas y Barnett produjo 0,5 TPC en 2005. También se confirmaron prospectos de lutita en Fayetteville, Arkansas. A partir de entonces se han desarrollado otros plays como Haynesville, Marcellus, Woodford e Eagle Ford, entre otros y luego en Dakota del Norte y Montana.

La base de datos de la AIE sobre recursos de shale gas y aceite muestra que en las secciones por desarrollar en 20 plays hay 29 áreas de producción futura.

De los 750 TPC de shale gas técnicamente recuperables, 86% se encuentra en las regiones noreste, costa del golfo y el suroeste con 63%, 13% y 10% de total, respectivamente. Los mayores recursos se encuentran en Marcellus (410,3 TPC o 55% del total), Haynesville (74,7 TCP o 10% del total) y Barnett (43,4 TCP o 6% del total).



Estados Unidos: Producción, consumo y comercio exterior de gas natural 1990-2035, Caso de referencia.

Fuente: Energy Information Agency (EIA)

Gráfica 19.



Escenarios de precios anuales del gas natural en Henry Hub, 1990-2035.

Fuente: Energy Information Agency (EIA)

Gráfica 20.

Los recursos de petróleo de lutita técnicamente recuperables en 24.000 millones de barriles. La mayor formación de aceite de lutita es Monterey/Santos en California, cuyos recursos se estiman en 15,4 mil millones de barriles, 64% de los recursos totales de petróleo de lutita. El play de Monterey es la roca fuente de los yacimientos de petróleo convencional de las cuencas de Santa María y San Joaquín en el sur de California. Le siguen las formaciones de los plays Bakken e Eagle Ford, que se estima contienen 3,6 millones y 3,4 millones de barriles de aceite, respectivamente.

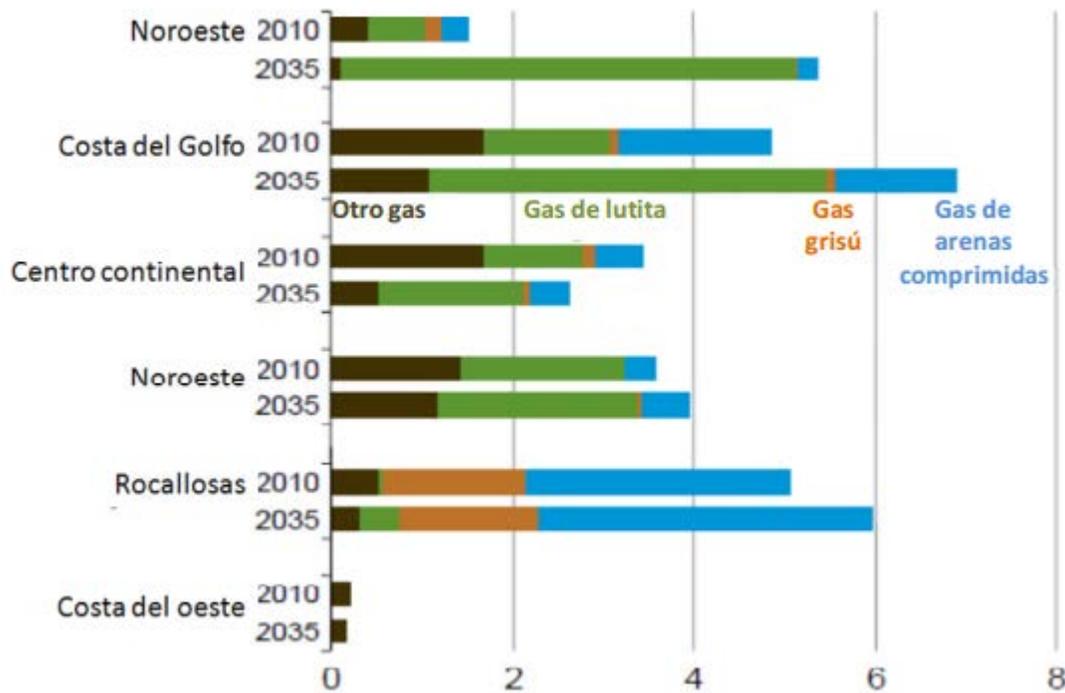
Se espera que la producción de shale gas de los Estados Unidos crezca a un promedio anual del 5,2% entre 2010 y 2035, alcanzando un nivel de 3,9 TPC. La región Marcellus Shale representaría 3 TPC de ese aumento. El atractivo de Marcellus se explica por la magnitud de sus reservas, la cercanía a los mercados y el acceso a una extensa red de gasoductos.

En el Golfo de México la producción de gas natural aumenta a un ritmo de 1,4% anual, pudiendo alcanzar 2 TPC en 2035. El impulso de esta región proviene de las formaciones Haynesville-Bossier e Eagle Ford, que incrementan su producción en 2,8 TPC durante el período, pero eso sólo compensa las caídas de otros yacimientos, por lo que el incremento neto de la región es de 2 TPC.

Los recursos remanentes de shale gas y aceite TRR no probados en yacimientos continuos de lutitas o de arenas comprimidas se calculan en función de:

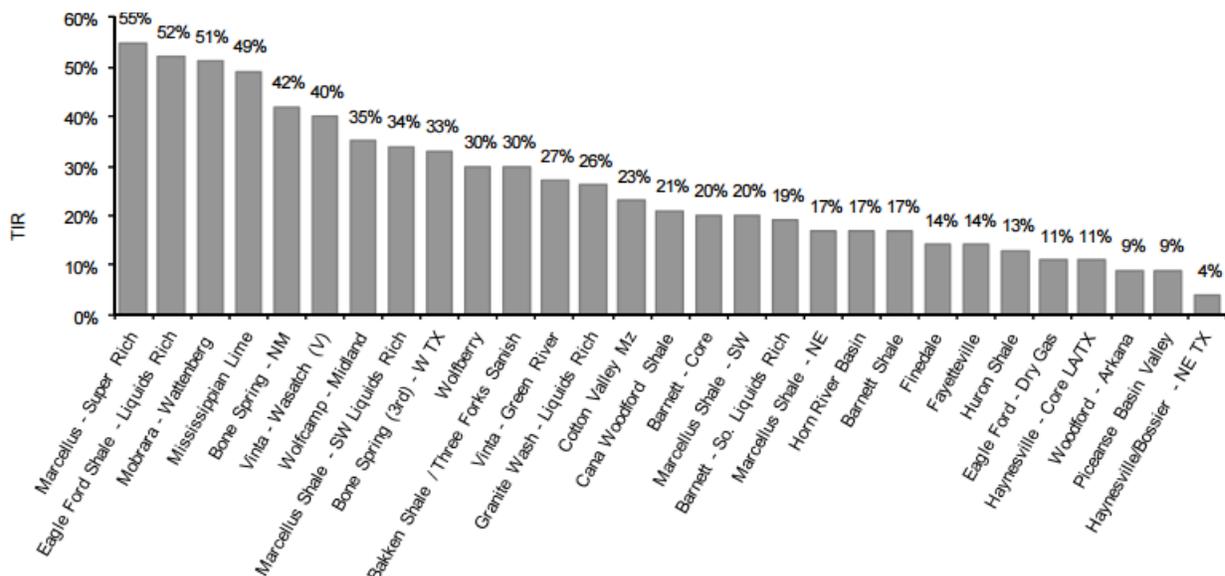
- Área del terreno.
- Espaciamiento entre pozos.
- Porcentaje de área no perforada
- Porcentaje de área con potencial.
- Recuperación Final Esperada por pozo (EUR).

El USGS revisa periódicamente los parámetros usados por la EIA para evaluar los recursos remanentes de shale gas. La revisión comprende la capacidad de recuperación de gas y petróleo, ajustada en función de los pozos perforados y de las tecnologías aplicadas en el momento de la evaluación.



Producción regional de gas natural en Estados Unidos sin Alaska, 2010-2035
Fuente: Oficina de Administración de la Información sobre la Energía de los Estados Unidos, Annual Energy Outlook 2012.

Gráfica 21.



Tasa interna de retorno de los principales activos de shale plays en Estados Unidos
Fuente: Credit Suisse Research Report, octubre de 2012.

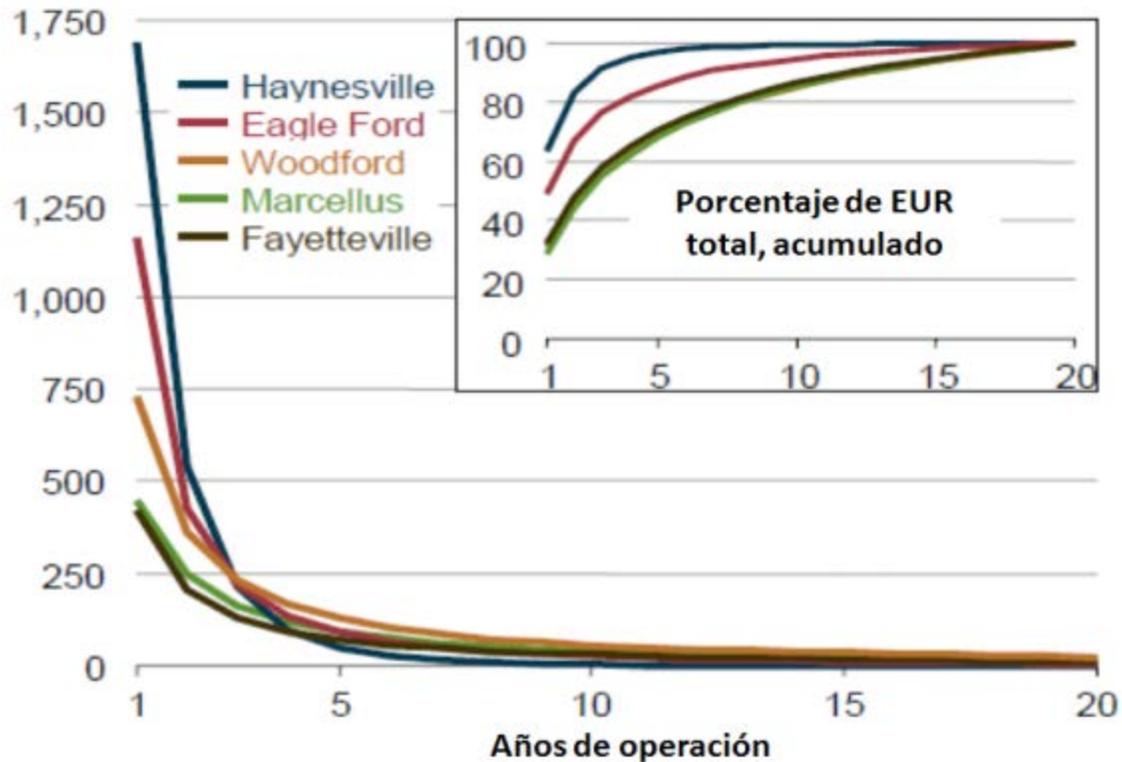
Gráfica 22.

Los altos niveles iniciales de extracción de un play sólo se mantienen mientras se mantenga o incremente el ritmo de perforación. La duración de un crecimiento sostenido de la producción depende del volumen de los recursos técnicamente recuperables, de la velocidad del crecimiento de las perforaciones y de la extensión de las áreas productivas. El crecimiento decae conforme las altas tasas iniciales son contrarrestadas por las bajas tasas de los nuevos pozos, a medida que la perforación incursiona en áreas de menor productividad. La consecuencia de este proceso es que, una vez que los recursos de un play se agotan, se requiere un aumento significativo de la perforación para mantener una tasa de crecimiento estable.

El total de perforaciones anuales depende del presupuesto de las empresas, de las finanzas y economía de la perforación y de la terminación y funcionamiento de los pozos, lo que a su vez es función de los precios del recurso a boca de pozo en la zona. Como se ha comentado, las diferencias de precio favorecen la perforación en áreas con mayor contenido de líquido (crudo, condensados y líquidos de gas natural). Para recuperar la totalidad de los recursos de shale gas y de aceite en arenas de todos los plays de los Estados Unidos se requerirán más de 630.000 nuevos pozos. En 2010 se perforaron aproximadamente 37.500 pozos de gas y petróleo. Ante esta realidad, es evidente que se requerirán muchos años e importantes inversiones para evaluar y desarrollar estos recursos.

Las proyecciones de producción de hidrocarburos también son afectadas por las estimaciones de volumen y costos de TRR y la oportunidad de los proyectos. Los ajustes de TRR generalmente no afectan las estimaciones de producción iniciales y no son tomadas en cuenta en las proyecciones.

El renglón clave de la estimación de TRR de shale gas y petróleo de arenas comprimidas es la EUR o recuperación final estimada. La EUR genera incertidumbre con respecto al futuro de los pozos, dependiendo de la aplicación de nuevas y mejores tecnologías, así como de la geología. El cálculo de la EUR normalmente tiene mayor impacto que cualquier otro parámetro sobre la producción proyectada.



Perfil promedio de producción en pozos de gas lutita en principales plays de lutita en Estados Unidos, por años de operación.

Fuente: US EIA, "Annual Energy Outlook 2012. Projections to 2035", junio de 2012. Gráfica 23.

4.2.2 Shale Gas en México.

En 1977, ante el inminente surgimiento de diversas regiones petroleras en el sureste del país, México lanzó un ambicioso plan energético que incluía la construcción de un ducto de 48 pulgadas de diámetro y 1.250 km de largo para transportar gas natural desde Chiapas-Tabasco hasta Reynosa, Tamaulipas con el fin de exportarlo a los Estados Unidos. Como las negociaciones se estancaron, el gobierno decidió destinar el ducto a abastecer la demanda interna. Posteriormente, con el inicio de operaciones en Cantarell y el crecimiento de la producción, la oferta nacional de gas creció hasta 4.248 millones de pies cúbicos brutos por día (3.044 mmpcd netos) en 1982, el doble que en 1975. Ante la incapacidad de procesar y comercializar el creciente volumen, una parte importante tuvo que dejarse quemar, principalmente en las explotaciones marinas de

Campeche. Más tarde, con la construcción de ramales de transporte y sistemas de distribución se pudo aprovechar un mayor porcentaje.

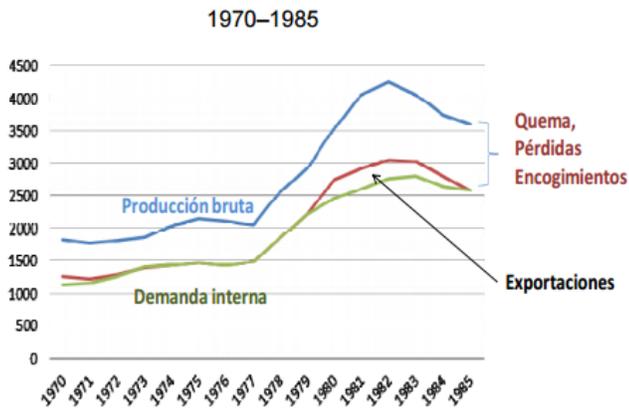
Pocos años después, las expectativas sobre la demanda de gas se toparon con que no se había invertido suficiente en exploración y producción de gas natural seco, mientras que la explotación de gas asociado dependía del ritmo de extracción del petróleo. Ante el riesgo de seguridad energética nacional representado por el crecimiento sostenido de las importaciones de los Estados Unidos, el gobierno instó a Pemex aumentar la producción de gas natural a finales de los noventa. La política consistió en explotar yacimientos de gas no asociado y nuevos campos de crudo ligero con gas asociado que habían sido dejados en reserva.

Mientras tanto, el precio internacional del gas había empezado a crecer sobre sus niveles históricos desde 1996, con más fuerza entre 2000 y 2005. El gas había alcanzado alta preferencia mundial, pero las redes de transporte y distribución de México difícilmente lograban satisfacer la demanda. Parecía entonces que el combustible había alcanzado su límite de competitividad y los consumidores mexicanos empezaron a dudar de la rentabilidad de su uso. Sin embargo, a partir de 2006 el precio empezó a descender. Hoy resulta sorprendente que todavía a mediados de la década pasada nadie imaginara que las reservas y la oferta de gas natural en los Estados Unidos aumentarían sustantivamente gracias a la producción de shale gas.

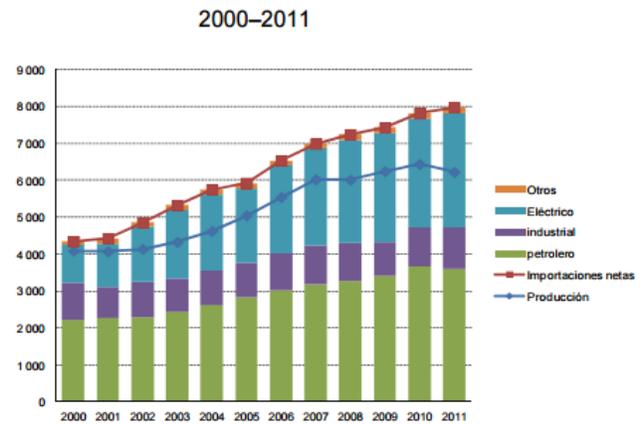
El resultado ha sido que el precio de referencia del gas natural en los Estados Unidos ha bajado de sus máximos, alrededor de 15 dólares/mmBTU en 2005, hasta 4 dólares/mmBTU entre 2009 y 2011, lo cual contrasta con el aumento anual del precio del crudo desde su piso de 17 dólares /bbl en 1997 a un máximo de 147,27 dólares /bbl el 11 de julio de 2008 (1 barril de petróleo crudo = 1 bpce = 5,41 mmBTU).

Estos cambios de precio revivieron la cuestión del papel del gas natural en el portafolio de fuentes primarias de energía en México. Como se observa en la gráfica 25, hoy el precio del gas es menor que el 25% del petróleo por el mismo nivel calorífico. Esto significa que los consumidores de gasolinas, turbosinas, combustóleos o diesel podrían ahorrar hasta un 75% en combustible si cambiaran a gas natural. El descenso del

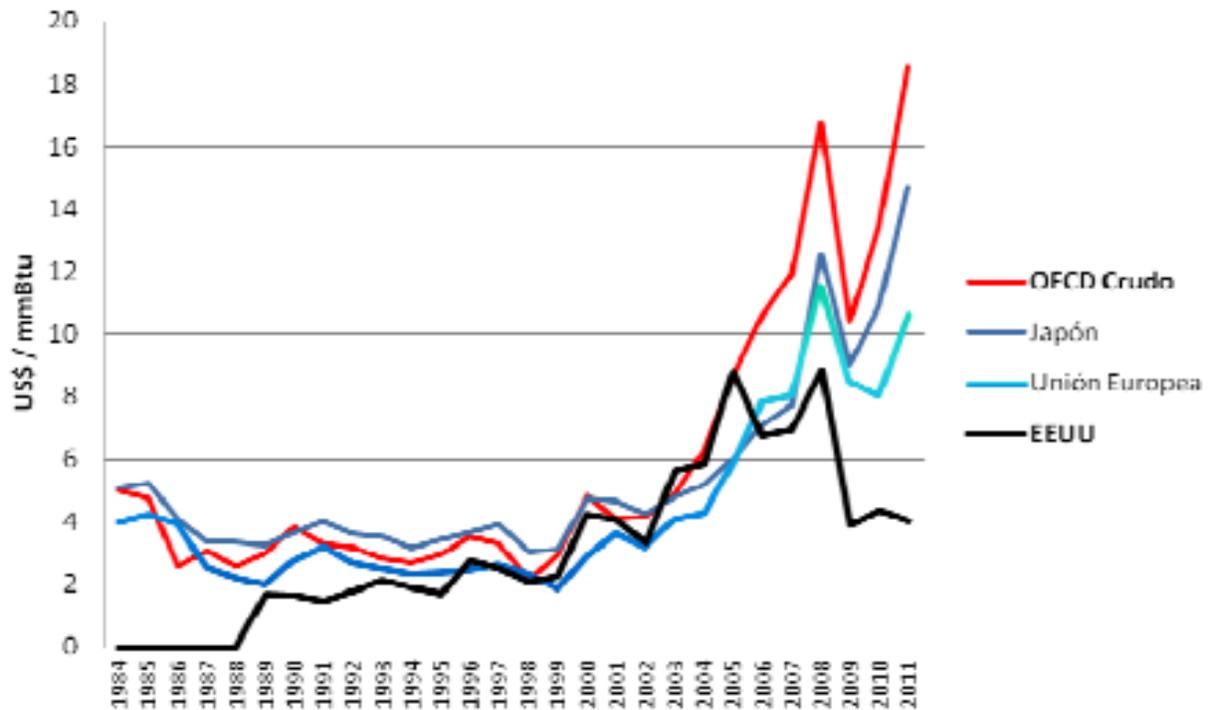
precio se explica en parte por la rápida evolución de la tecnología, lo que a su vez acelera el crecimiento de la demanda.



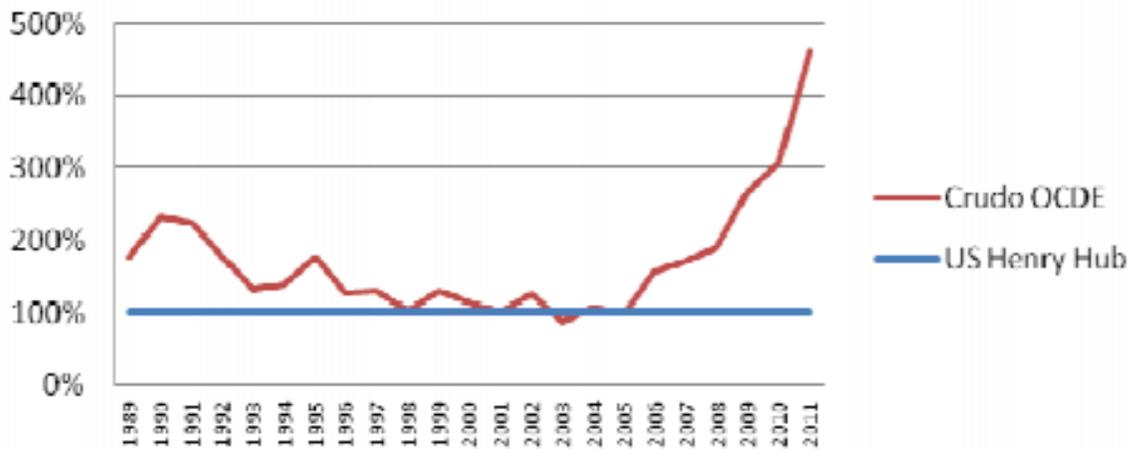
Balance Nacional de gas natural.
Fuente: SENER 2012.
Gráfica 24.



Balance Nacional de gas natural.
Fuente: SENER 2012.
Gráfica 24.



Precios del gas natural y del crudo.



Porcentaje de diferencia entre el precio del gas y del crudo.
(100% significa que valen lo mismo)

Comparativo de precios de gas y de crudo, 1989-2010

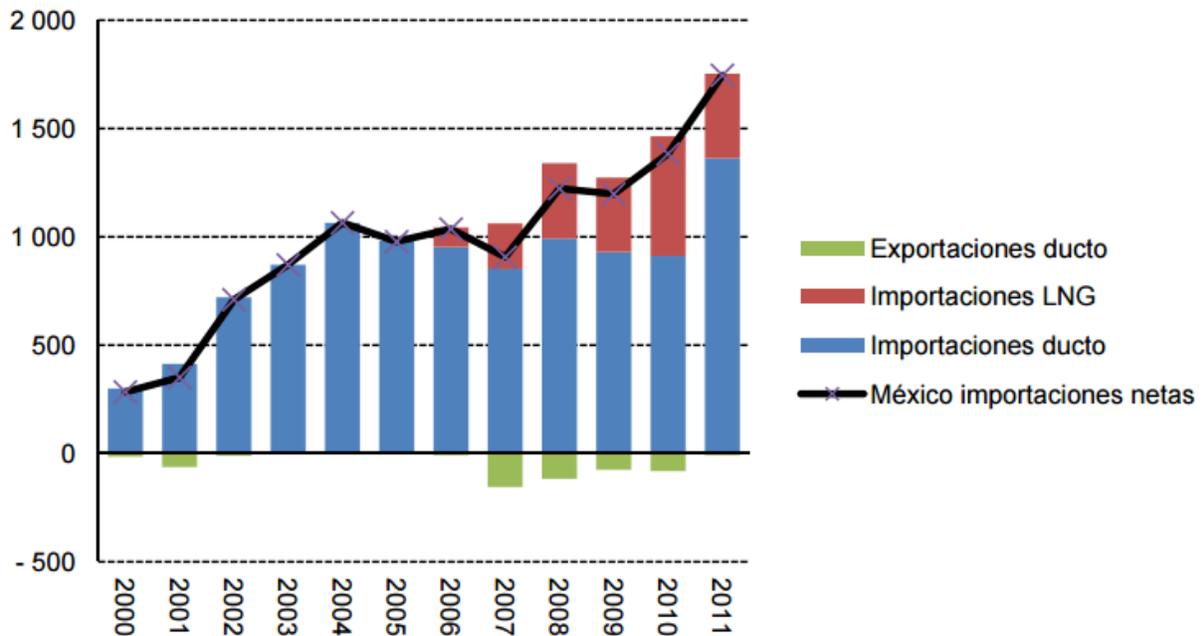
Fuente: Gráficos propios con datos de BP Statistical Review of World Energy, agosto de 2012..
Gráfica 25.

En el período 2000–2011, la producción nacional de gas natural creció a una tasa promedio anual del 4%, en tanto que la demanda doméstica lo hizo en 5,7%. Sin embargo, en 2012 la producción bajó un 5,2% con respecto a 2010, al pasar de 6.440 mmpcd a 6.107 mmpcd (excluyendo la extracción de nitrógeno).

Como se muestra en la gráfica 26, la diferencia fue cubierta con importaciones. En 2011, México tuvo importaciones netas por 1.749 mmpcd, de los cuales un 78% ingresó por ductos conectados con los Estados Unidos y un 22% por terminales de regasificación.

Debe mencionarse que, desde 2007, Pemex Exploración y Producción empezó a incluir en sus estadísticas los volúmenes de nitrógeno que se inyectan hace muchos años a algunos yacimientos de Cantarell. También es notorio que desde 2006 la quema de gas aumentó, principalmente en Cantarell, hasta alcanzar un pico de 1.334 mmpcd en 2008.

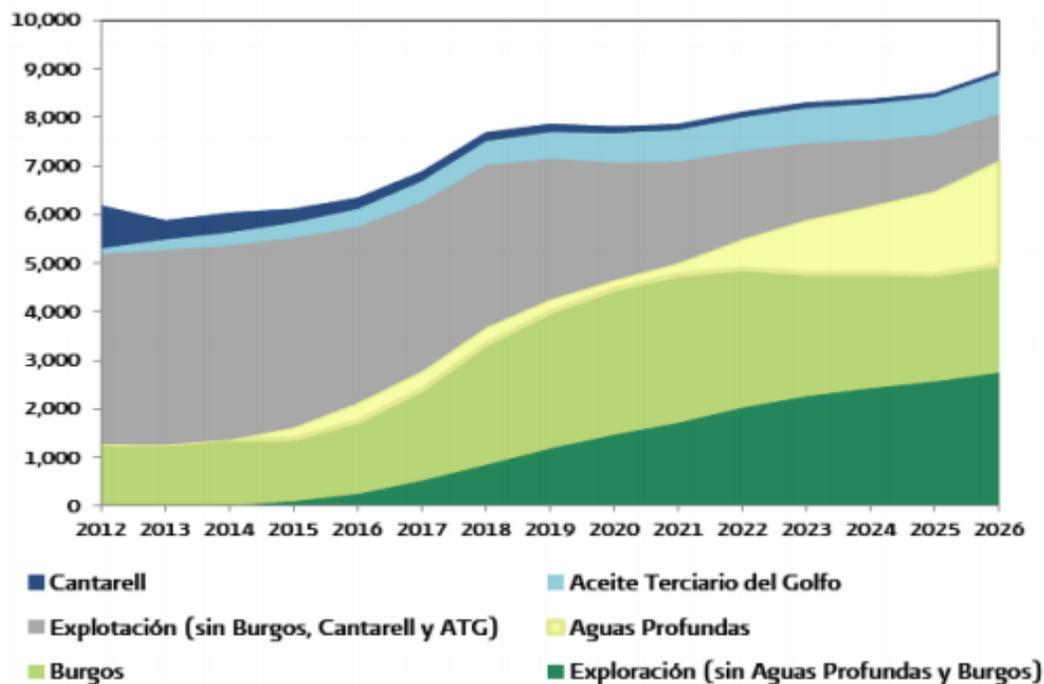
En la gráfica 24 se representa el volumen creciente de gas natural usado por Pemex Exploración y Producción para recirculación y autoconsumo. De cada pie cúbico de gas producido entre 1993 y 2025, Pemex ha conservado y conservará alrededor de la mitad para sus necesidades. Si estos volúmenes fueran destinados al mercado nacional, Pemex podría aportar un 86% de la demanda nacional hacia 2026. El escenario base de SENER sobre el balance de gas natural hacia 2026 estima un crecimiento promedio anual de la demanda del 3,4%, superior al 1,8% promedio anual estimado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en Inglés) para la demanda mundial (International Energy Agency - IEA, 2011b). Es interesante que la IEA advierta, con esta tasa de crecimiento, el advenimiento de “la era de oro del gas natural”. En un escenario así, la producción del energético podría crecer hasta representar un cuarto del consumo mundial en 2035. De hecho, la IEA espera que la demanda de gas supere a la de carbón antes de 2030, y a la de petróleo alrededor de 2035.



Importaciones de gas natural.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

Gráfica 26.



Escenario inercial de producción de gas natural, 2012-2026.

Fuente: Sobre la base de estadísticas de la Secretaría de Energía de México (SENER).

Gráfica 27.

La SENER estima que en 2026 el país demandará 13.207 mmpcd de gas natural, así que requeriría poco más de 7.000 mmpcd adicionales a los 6.224 mmpcd que Pemex entregó al mercado nacional en 2011. El escenario asume que la producción de gas natural crecerá ligeramente los próximos 15 años (2,8% anual), pero será inferior al crecimiento de la demanda, lo que se traduciría en importaciones crecientes, aunque moderadas.

La tecnología disponible para uso de gas natural permite concebir escenarios de mayor demanda del combustible, sobre todo ahora que su precio equivale a una cuarta parte del precio del crudo. La experiencia muestra que, a menor precio, mayor demanda de gas, si bien los precios de la gasolina, gas licuado de petróleo (GLP) y electricidad en México suelen ser administrados por las autoridades para mitigar su efecto económico. Por ello es difícil conocer de antemano el efecto de sustitución de energéticos causado por las variaciones del precio internacional.

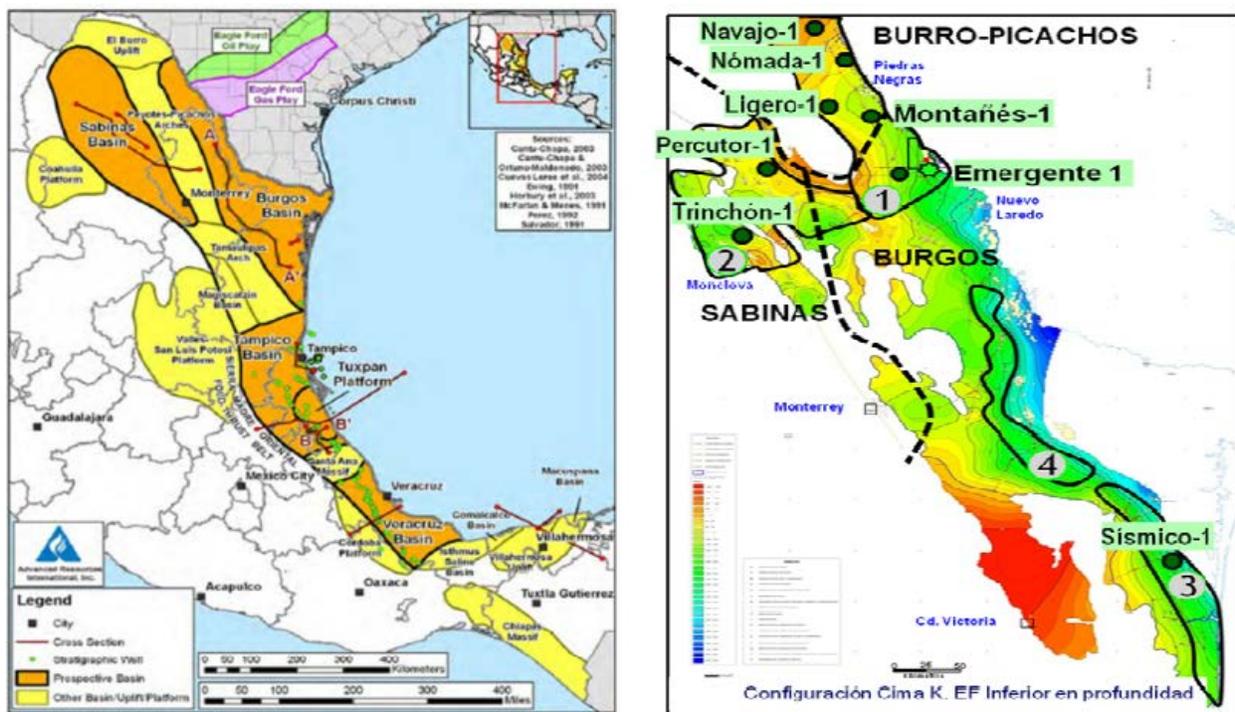
De cualquier forma, el mercado potencial de México es muy grande, ya que el gas puede generar electricidad, abastecer el transporte terrestre, marítimo y aéreo (en forma directa o mediante conversión de gas a hidrocarburos líquidos), abastecer hornos, motores, calentadores y turbinas industriales, clima artificial o presión inyectada en pozos petroleros para aumentar la recuperación de crudo. Por ahora no todas estas tecnologías son competitivas ni todas pueden obtenerse e instalarse con facilidad. Sin embargo, en los Estados Unidos ya se empieza a sustituir la gasolina por gas natural.

A mediano plazo, la demanda de gas natural tiene un gran campo de expansión en México. No obstante, los escenarios de demanda deben estimar el punto de coincidencia entre inversión e infraestructura a fin de prever que la oferta llegue a los nuevos consumidores. Como se muestra en la ilustración siguiente, el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) presenta amplios tramos saturados, mientras que las redes troncales del centro y oeste del país deben ser expandidas.

Las variables relevantes para el incremento de la demanda son: actividad y tasa de crecimiento de los sectores económicos, equipos diseñados para el consumo de gas natural, expansión del SNG, de las redes de distribución y de la capacidad de almacenamiento de gas.

En cuanto a la oferta nacional, las variables relevantes son: identificación de los recursos, definición del portafolio de exploración y explotación, inversión en recolección, separación y dulcificación, tecnología, mejoras en las tasas de recuperación de reservas y adaptación al marco legal e impositivo.

4.2.2.1 Mapas de localización de plays de shale gas en México.



Mapas de localización de plays de shale gas en México

Fuente: US-EIA, "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US", 2011.

Figura 23.

4.2.3 Postura de la SENER en el desarrollo de Shale Gas.

La estimación de SENER es que el potencial de shale gas es enorme y puede generar importantes beneficios para el país (SENER, 2012). Pero considera que para atender todos los posibles proyectos, incluyendo los de shale gas, Pemex tendría que incrementar su presupuesto de proyectos en más del 300%.

La renta petrolera que generarían los proyectos de shale gas, calculando una proporción del 30% de condensados, sería alrededor del 8% de la generada por los proyectos de crudo en tierra o marinos someros actuales. La capacidad operativa de Pemex para desarrollar los recursos de gas y crudo de lutita deben ser puestos en perspectiva. Pemex ha perforado 28.686 pozos (4.359 exploratorios y 24.327 de desarrollo) en su historia, mientras que en Barnett, Texas, se han otorgado alrededor de 22.690 nuevos permisos exploratorios del año 2000 a junio de 2012. Los datos que fundamenta la opinión de SENER se presentan en los cuadros siguientes.

Formación geológica	Provincia	Áreas y plays	Tipo de hidrocarburos	Área prospectiva	Rango prospectivo	Información disponible	Pozos perforados	Recursos prospectivos	Programa de evaluación de plays
Cretácico superior	Burro-Picachos-Sabinas-Burgos	Piedras Negras-Eagle Ford, Sabinas, Norte, Burgos y Agua Nueva	Gas seco	43 000 km ²	2 500–4 000 m	860 km ² de sísmica 3D y 2 000 km de sísmica 2D	33	27–87	Perforar al menos seis pozos
Jurásico superior	Sabinas y Burgos	Sabinas, Norte, La Casita, Burgos Occidental y Pimienta	Gas seco	43 500 km ²	1 000–5 000 m	8 048 km ² de sísmica 3D	No disponible	55–162	Perforar al menos seis pozos
Cretácico superior (Agua y Nueva), Jurásico superior (La Casita y Pimienta)	Tampico-Misantla, Veracruz	Agua Nueva, Pimienta, Maltrata Central	Gas seco y crudo ligero	37 000 km ²	1 000–5 000 m	8 048 km ² de sísmica 3D	No disponible	Agua Nueva: 21–67 Pimienta: 42–121 Maltrata: 5–13	Perforar al menos cinco pozos
Potencial en formaciones del Paleozoico Pérmico-Devónico	Chihuahua	Ojinaga Bone Spring y Ojinaga Woodford	Gas seco	33 000 km ²	3 000–5 000 m	11 000 km de sísmica 2D	9 pozos exploratorios (Paleozoico)	Por definir	Por definir

Áreas prospectivas de shale gas en México.

Fuente: Luis Ramos, “Shale Gas”, 23 agosto de 2011.

Tabla 11.

Suponiendo recursos prospectivos por 100 TCF de shale gas, la producción crecería significativamente y demandaría grandes inversiones.

	Convencional	No convencional
	Vertical	Horizontal
Trayectoria del pozo tipo		
Longitud de la perforación (metros)	2 500–3 500	> 4 000
Tiempo en perforación y terminación (días promedio)	165	208
Costo de la perforación (MMDIs)	2–5	6–15
Productividad media (MMpcd)	0,6	0,3
No. de pozos para alcanzar una producción de 1 000 MMpcd	1 650	3 300

Requerimientos técnicos para recursos convencionales y no convencionales.

Fuente: SENER con datos de PEMEX.

Tabla 12.

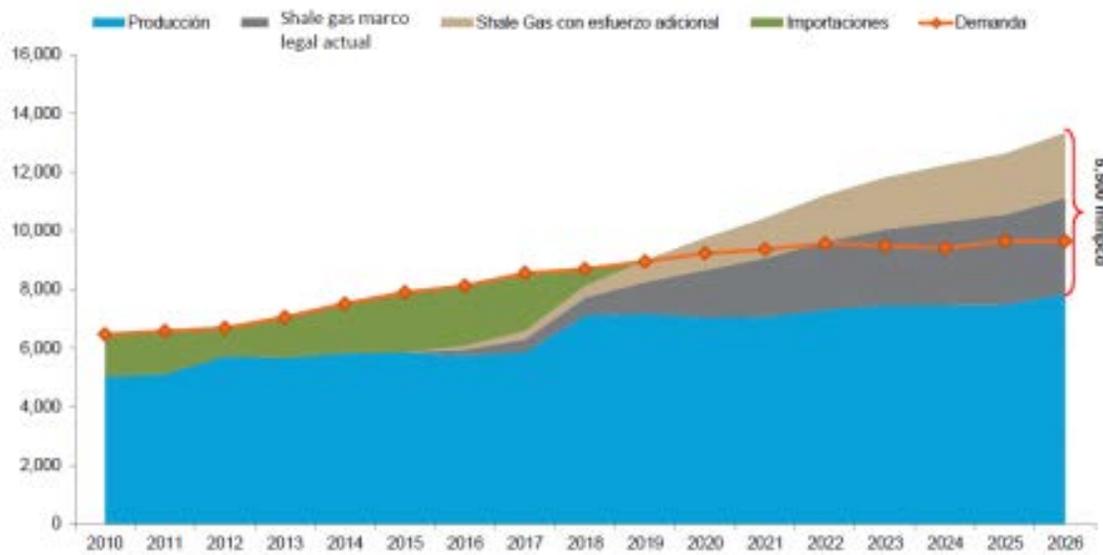
Tiempo de recuperación	Producción promedio (Mmpcd)	Inversiones requeridas (millones de dólares)
50 años	5 500	13 500
75 años	3 650	8 960
100 años	2 700	6 720

Inversiones estimadas en exploración y producción. (Millones de dólares)

Fuente: SENER con datos de PEMEX y CNH.

Tabla 13.

SENER concluye que en un escenario de alta producción de shale gas, México podría tener una balanza comercial positiva de este combustible.



Prospectiva de producción y demanda de gas natural (en mmpcd).

Fuente: SENER con datos de PEMEX.

Gráfica 28.

4.2.3 Postura de PEMEX en el desarrollo de Shale Gas.

La estrategia de Pemex para desarrollar e shale gas tiene como objetivo evaluar el potencial de hidrocarburos de los plays no convencionales en el norte y noreste de México. Para ello ha planteado las actividades siguientes:

- a) Documentar proyectos de inversión regional.
- b) Realizar estudios geológicos y geoquímicos para confirmar los volúmenes de crudo, condensados y gas.
- c) Con base en los resultados obtenidos, perforar pozos exploratorios para probar el concepto y la productividad de los plays y áreas asociadas.

Con estas actividades se definirán las bases para el desarrollo masivo de los proyectos, cuyas fases son las siguientes:

- a) Fase 1: Evaluación regional de la prospección e identificación de recursos
 - Identificación de plays potenciales
 - Jerarquización de cuencas y niveles de lutitas
 - Estimación de recursos
 - Portafolio de localizaciones exploratorias
 - Perforación de pozos piloto
 - Prueba del concepto
 - Evaluación de pozos piloto
- b) Fase 2: Caracterización geológica y reducción de incertidumbre
 - Identificación y delimitación de áreas de mayor productividad
 - Perforación de pozos de evaluación y delimitación
 - Caracterización inicial de yacimientos
 - Colección de datos geoquímicos y geomecánicos en pozos
 - Diseño eficiente de terminaciones de fracturas múltiples
 - Monitoreo de fracturación y rendimiento de la producción de pozos
- c) Fase 3: Desarrollo masivo

- Plan de desarrollo
- Diseño de fracturación de pozos para aumentar la producción
- Eficiencia de costos
- Desarrollo sustentable

Es prematuro conocer la estrategia y los beneficios de la explotación de shale gas en México, hasta que no tener resultados de los estudios. Mientras tanto, es importante conocer las características de cada play y estimar la producción inicial por pozo. Después de casi tres años de trabajos, la confirmación del gran potencial de shale gas de México tendrá que esperar todavía un poco.

Provincia	Crudo (mmbb)	Gas húmedo (mmbmpc)	Gas seco (mmbmpc)	mmbbpce
1. Tampico-Misantla	30,7	20,7	0	34,8
2. Burgos MZ	0	9,5	44,3	10,8
3. Burro-Picachos	0,6	6,6	11,4	4,2
4. Sabinas	0	0	49	9,8
5. Veracruz	0,6	0	0	0,6
6. Chihuahua			En estudio	
Total	31,9	36,8	104,7	60,5

Jerarquización de áreas.

Fuente: Pemex, exploración y producción 2012.

Tabla 14.

Cuenca/play	Actividad física, financiera y volumétrica 2012–2016					
	Sísmica 3D Km ²	Pozos (número)	Inversión (mm pesos)	Recursos de crudo a evaluar (mmbb)	Recursos de gas húmedo a evaluar (mmbmpc)	Recursos de gas seco a evaluar (mmbmpc)
Burgos-Sabinas Eagle	3 500	50	8 285	...	13	32
Ford Agua Nueva	1 750	25	4 359	...	3	73
La Casita-Pimienta	3 600	40	8 327	13	8	...
Tampico-Misantla		40	5 764	17	13	...
Agua Nueva	500	10	1 867	1	...	
Pimienta		10	1 873	
Veracruz Maltrata	1 000	10	1 873	
Chihuahua Ojinaga La Casita	10 350	175	30 475	31	37	105
Total						

Plan de actividades.

Fuente: Pemex, exploración y producción 2012.

Tabla 15.

4.2.3.1 Regulaciones y otros retos para aumentar la producción de gas natural.

La exploración y explotación de shale gas en México se rige por las leyes, regulaciones y permisos aplicables a la cadena productiva del crudo y gas convencional. Pero será necesario expedir una regulación especializada para diseño, ubicación, espaciamiento, operación y abandono de pozos y protección del medio ambiente (uso de agua, manejo y eliminación de desechos, emisión de gases contaminantes, inyección subterránea, fauna, suelo superficial, salud y seguridad de los trabajadores).

Para la CNH será importante interactuar con reguladores de otros países a fin de controlar y supervisar eficientemente la exploración y explotación de shale gas. Resultará también conveniente impulsar debates sobre el alcance de los contratos con terceros, supervisión social y ambiental local y federal y un debate sobre la carga fiscal de las diversas fases de explotación del recurso.

El régimen fiscal vigente aplica a crudo y gas sobre el valor de la producción total, con las siguientes deducciones para el gas:

- a) Deducción de 0,50 dólares por cada 1.000 pies cúbicos de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen extraído en 2006
- b) Deducción máxima de 2,70 dólares por cada 1.000 pies cúbicos por concepto de costos, gastos e inversiones en gas no asociado extraído.
- c) Deducción del 5% del monto original de la inversión en gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento.

Dados los costos de producción del gas convencional y no convencional en México, convendría revisar el régimen fiscal aplicable en su conjunto para dar viabilidad a la expansión de la exploración, extracción, y la construcción de gasoductos, terminales y almacenamiento. Los costos de producción de shale gas son mayores que los de gas convencional (sin considerar extracción de aguas profundas), por lo que la deducción fiscal podría aumentar 50 centavos de dólar al tope de 2,70 dólares/mpc por cada mpc de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen extraído en 2006.

México podría introducir un gran cambio en la industria del gas natural y consolidarlo como energético básico del desarrollo nacional. Para ello será necesario definir un plan estratégico para incrementar la exploración y producción, considerando la ampliación de del Sistema Nacional de Gasoductos a fin de:

- a) Diversificar la oferta energética.
- b) Cumplir los compromisos internacionales (protocolos ambientales y mitigación de gases de efecto invernadero).
- c) Desatar el potencial de los recursos convencionales (gas natural) y no-convencionales (shale gas y gas grisú).
- d) Homogeneizar los criterios que hoy contraponen la producción de crudo a la de gas natural.
- e) Construcción de infraestructura para la producción, transporte, almacenamiento, distribución y consumo de gas natural.
- f) Intensificar el uso de tecnología para aguas profundas, sedimentos clásticos comprimidos y extracción de shale gas.

Capítulo 5.

Impacto Ambiental.

5.1 Impacto Ambiental en el desarrollo de Campos Maduros.

La puesta en marcha de la explotación de campos maduros podría causar cierto impacto ambiental debido a sus diferentes métodos para rehabilitarlos, ya que en los Sistemas Artificiales de Producción, así como en métodos de recuperación secundaria y mejorada, existen agentes químicos que se inyectan en el subsuelo y podrían dañar de alguna manera los acuíferos y provocar gases de efecto invernadero (GEI).

a) Gases y compuestos de efecto invernadero.

Durante 2014, continuó operando el Plan de Acción Climática, el cual quedará integrado en la Estrategia Ambiental de Pemex 2016-2020, a fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir al cumplimiento de las metas establecidas en los programas federales de combate al cambio climático.

Las principales acciones de mitigación directa y de eficiencia energética desarrolladas durante 2014 fueron:

La operación del programa de eficiencia energética en las 464 instalaciones inscritas en el mismo;

El desarrollo del programa de cogeneración concentrado en seis plantas de proceso: Cactus 640 MW, Cadereyta 380 MW, Cangrejera 679 MW, Morelos 714 MW, Salina Cruz 517 MW y Tula 638 MW;

El análisis de viabilidad de proyectos de recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de CO₂ en el campo de Brillante en cumplimiento del Mapa de Ruta Tecnológica de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono.

b) Emisiones de la atmosfera.

En 2014, se registró una disminución del 2.1% en las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), en contraste con el aumento de 26% en las emisiones de óxidos de azufre (SOx). Este incremento obedeció al uso de nitrógeno para mejorar la producción de pozos en declinación y a la quema de gas amargo en la Región Marina Noroeste. En lo que se refiere a las emisiones de CO₂ éstas ascendieron a 45 millones de toneladas, 10.7% más que en 2013. El aumento en SOx y CO₂ responde a una mayor quema de gas amargo con alto contenido de nitrógeno en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap al presentarse un incremento de la relación gas-aceite que afectó la capacidad de proceso y transporte de gas.

En el proceso y aprovechamiento de este gas se han instalado tres turbocompresores para dar una mayor flexibilidad operativa. Adicionalmente, se contempla la instalación de un turbocompresor como relevo en el manejo de gas combustible que aportará un aumento sustancial en el manejo de gas en el Activo Ku-Maloob-Zaap. Con ello se alcanzará un mejor aprovechamiento del gas y una reducción importante de las emisiones.

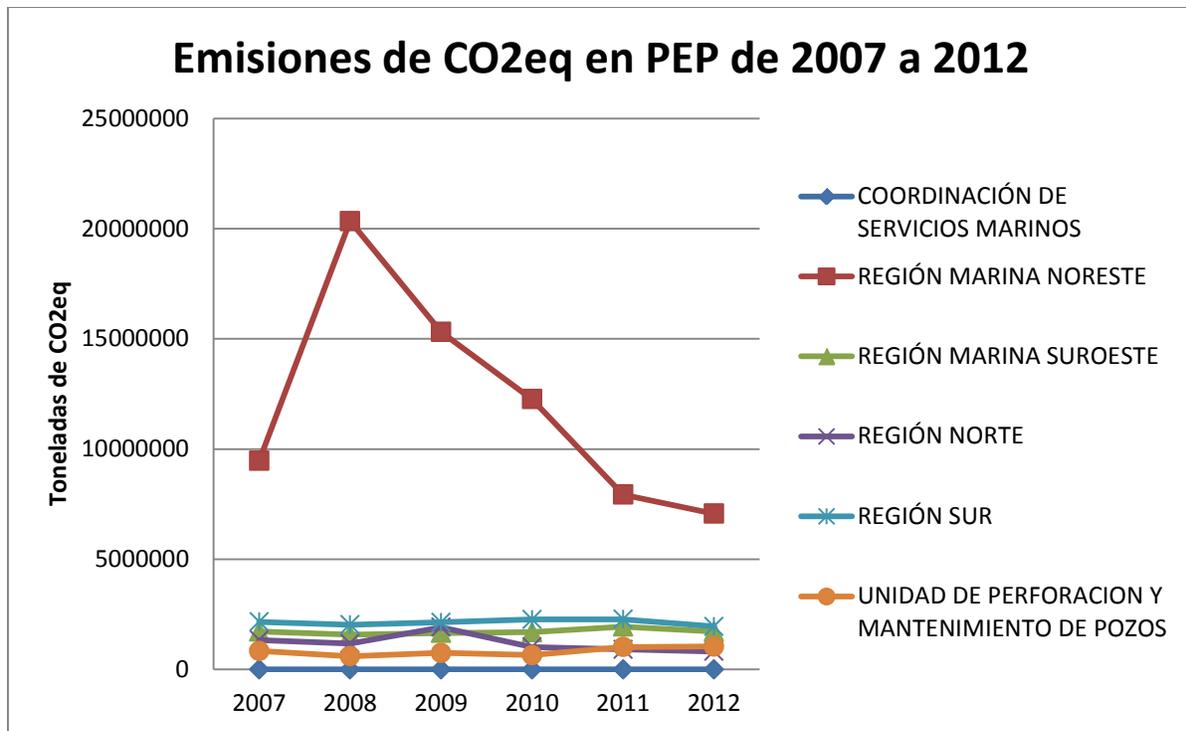
Emisiones de CO₂eq en PEP de 2007 a 2012

Año / Instalación Pemex	2007	2008	2009	2010	2011	2012
COORDINACIÓN DE SERVICIOS MARINOS	25	37	4	5.4	33	11
REGIÓN MARINA NORESTE	9,462,576	20,342,919	15,311,724	12,266,547	7,934,057	7,066,705
REGIÓN MARINA SUROESTE	1,715,044	1,567,845	1,651,473	1,687,005	1,941,120	1,716,444
REGIÓN NORTE	1,330,783	1,171,839	1,911,277	1,018,583	908,850	815,664
REGIÓN SUR	2,156,174	2,023,753	2,135,999	2,262,003	2,270,045	1,945,543
UNIDAD DE PERFORACION Y MANTENIMIENTO DE POZOS	834,856	597,331	745,176	649,458	1,016,449	1,038,881

Emisiones de CO₂ en PEP 2007 a 2012.

Fuente: Fuente, Informe de Responsabilidad Social, de Petróleos Mexicanos .

Tabla 16.



Emisiones de CO₂ en PEP 2007 a 2012.

Fuente: Fuente, Informe de Responsabilidad Social, de Petróleos Mexicanos.

Gráfica 29.

No se cuenta con registros de emisiones de GEI diferentes a CO₂, CH₄ y sustancias destructoras de la capa de ozono, por ser poco significativas en los procesos.

En las instalaciones de Pemex, las sustancias reductoras de la capa de ozono tienen una presencia principalmente en equipos de extinción de incendios y en sistemas de refrigeración. Estos equipos y sistemas se mantienen según las previsiones de la normativa vigente.

5.2 Impacto Ambiental en el desarrollo de Shale Gas.

La explotación de shale gas en los Estados Unidos ha provocado una preocupación creciente por sus posibles efectos ambientales, en particular el consumo de grandes volúmenes de agua, el uso de aditivos químicos y otras tecnologías sofisticadas. La sola acumulación de medios y productos usados puede provocar efectos secundarios. A continuación se mencionan las principales causas por las cuales podría ser un problema ambiental el desarrollo de estos campos:

- a) Subsuelo, perforación y químicos en los fluidos.
 - De acuerdo con informes de institutos de investigación, la lutita de Marcellus se encuentra a temperaturas de 35° C a 51° C y a profundidades y presiones que pueden alcanzar los 6.000 psi. El impacto de la perforación puede alterar las condiciones de las salmueras saturadas y los gases ácidos. Se supondría que las temperaturas altas afectan el comportamiento del cemento, dilatan el desplazamiento de los lodos y disminuyen la circulación. A mayor profundidad, mayor dificultad para cementar los pozos (Husain, 2011). Las inspecciones han identificado revestimientos incorrectos que son riesgos de fugas.
 - Se ha afirmado que algunos trabajos de fracturación han provocado pequeños sismos.
 - La fracturación hidráulica puede afectar la movilidad de sustancias naturales en el subsuelo como fluidos, gases, elementos traza, materiales radiactivos y materia orgánica.
 - Estas sustancias pueden llegar a tierra o a aguas superficiales si las fracturas se extienden más allá de la formación objetivo y alcanza los acuíferos, o si la cementación del pozo falla bajo las presiones de la fracturación hidráulica, además de que se pueden mezclar con el reflujó y llegar así a la superficie.

- Los impactos potenciales de la fracturación repetida de un pozo durante su vida útil necesitan mayor estudio. No hay suficiente información sobre sus efectos sobre el revestimiento y la cementación de pozos a corto y largo plazos.
- Hay casos de longitudes de fractura diferentes a las previstas, por lo que es difícil predecir y controlar su ubicación. Debido a esta incertidumbre, se debe considerar la posibilidad de que las fracturas provocadas conduzcan a fracturas naturales o a otras artificiales, creando vías subterráneas de contaminación de agua potable por líquidos o gases.
- La distancia entre pozos de agua potable, pozos exploratorios, pozos de producción, pozos abandonados, pozos de inyección y minas subterráneas debe tener una regulación más estricta.
- Existe el temor de que los fluidos químicos inyectados y su eliminación expongan los pozos de agua de consumo humano local a agentes contaminantes.
- Entre 2005 y 2009, las 14 empresas principales de petróleo y gas usaban más de 2.500 productos de fracturación hidráulica que contenían 750 productos químicos y otros componentes objetables por su contenido de: a) agentes cancerígenos, b) regulados por la Safe Drinking Water Act por sus riesgos a la salud humana y c) contaminantes peligrosos del aire en la Clean Air Act (Waxman, 2011).

b) Tratamiento en superficie

- Los cortes de perforación contienen lutita, arena, arcilla y quedan cubiertos por los contaminantes del lodo de perforación y del pozo. En la superficie, los residuos se separan del lodo de perforación, que se almacena para su reutilización, mientras que los residuos se solidifican y se eliminan fuera del sitio.

- Para prevenir la exposición a derrames superficiales de los fluidos, se deben estudiar a fondo las características del sitio y los compuestos químicos en cuestión.
- Otros posibles impactos están relacionados con el almacenamiento y tratamiento de residuos y lodos de perforación. Un pozo horizontal genera casi el doble de lodo que el de un pozo vertical simple. El manejo de residuos requiere tanques de acero especialmente diseñados.
- Los derrames superficiales del reflujó y de las aguas residuales de fracturación hidráulica pueden ocurrir por fugas de tanques, fallas de embalse o de superficie, derrames, vandalismo, accidentes, incendio o simple manejo incorrecto. Los derrames pueden fluir como agua superficial o infiltrarse al subsuelo y alcanzar agua cercana, con el peligro de alcanzar mantos de agua potable.
- Los defectos de diseño, construcción, operación, cierre de pozos y almacenamiento de desechos también pueden provocar emanaciones, fugas y derrames.
- Las instalaciones de tratamiento de agua potable pueden verse afectadas por la descarga de aguas residuales en la superficie.
- Las altas concentraciones de cloruro y bromuro no son los únicos problemas que deben abordarse en relación con las instalaciones de tratamiento de agua potable. Éstas también pueden ser contaminadas por elementos radiactivos naturales traídos a la superficie.

c) Composición de las emisiones atmosféricas.

- Metano (CH_4). Es liberado por equipos de procesamiento y dispositivos neumáticos.
- Óxidos de nitrógeno (NO_x). Se producen cuando el carbón se quema para proporcionar energía a máquinas, compresores y camiones.

- Compuestos orgánicos volátiles (COV). Sustancias que contienen carbono fácilmente evaporable.
- Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX). Compuestos tóxicos emitidos en bajas cantidades.
- Monóxido de carbono. Se produce durante la combustión de hidrocarburos.
- Dióxido de Azufre (SO₂). Se forma de la quema de combustibles fósiles que contienen azufre.
- Partículas de polvo y suelo resultantes de la construcción, el tráfico dentro y fuera de las carreteras y los escapes de vehículos y motores diesel.
- El sulfuro de hidrógeno (H₂S). Existe en las formaciones de gas y de aceite y puede liberarse al quedar expuesto y por la quema incompleta de gas.

Conclusiones.

Como resultado de la información recaudada así como un análisis técnico de cada aspecto relevante en la rentabilidad de los proyectos de Shale Gas y Campos maduros se puede concluir lo siguiente:

En la nueva reforma energética de México se tiene como objetivos definidos principalmente incrementar la renta petrolera, energía limpia, reducir las importaciones, cuidado del medio ambiente y modernizarse tecnológicamente.

En la ronda cero Pemex se le otorgó 21 % de recursos prospectivos de los cuales la mayoría son yacimientos no convencionales y se cree que en un futuro todos será la fuente de consumo principal. Debido a la declinación que ha tenido Cantarell, ahora México importa 29% total del recurso de consumo de hidrocarburo, cuando antes solo importaba el 3%. Así como también se otorgó el 83% de las reservas 2P a nivel nacional solicitadas. Con esto se cree llegar a 2.5 MMbpd en 20.5 años de producción.

Entonces, México y su empresa Pemex tiene como uno de los objetivos prioritarios, aprovechar los recursos no convencionales, en especial Shale Gas, dejando en segundo plano el desarrollo campos maduros, campos terrestres, aguas someras.

El llamado boom de Shale Gas en Estados Unidos, se debió al suficiente capital y la vasta experiencia para seguir explotando; en sus inicios, el desarrollo de los campos de Shale Gas paso por momentos difíciles, debido a las condiciones que se tienen en este país pudo soportar las perdidas y se llegó a creer que no era rentable, pero ahora de ahí proviene el 29% de gas natural en EE.UU. México no cuenta con la misma disponibilidad económica para este tipo de ensayos.

Se pueden explotar de manera adecuada y exitosa estos campos, gracias a que en la reforma energética, con los contratos de utilidad y producción compartida ya que en

estos existe contraprestación de los hidrocarburos después de ser extraídos del subsuelo, es decir, se paga con ellos mismos y el pago al estado mexicano es de manera monetaria, entonces no se reduciría la importación de gas.

El desarrollo de los campos de Shale Gas es sumamente costoso debido a su método de extracción, el fracturamiento hidráulico, en México existen muy pocos pozos produciendo desde este tipo de yacimiento, entonces se empieza desde cero, si es que no recurriesen a la industria privada (extranjera), se tomarían riesgos muy grandes.

El fracturamiento hidráulico utiliza gran cantidad de agua, por ejemplo, en una plataforma de 6 pozos con 2 km de profundidad y 1.2 km de recorrido en perforación horizontal se requiere entre 21000 a 93600 toneladas de agua. Esto es una cantidad exagerada pero indispensable para poder realizarlo. Así mismo agentes químicos e inyección a alta presión sumamente dañinos a los mantos acuíferos, así como también a la salud de las personas que viven en zonas vecinas a los pozos.

En campos maduros se cuenta con experiencia ya que estos han sido explotados durante años y empieza su periodo de declive, se cuenta con información geológica, sísmica etc., que facilitarían su rehabilitación.

Hay casos de éxito en campos maduros, por ejemplo en el caso del campo Shayba en Arabia Saudita, con pozos horizontales y multilaterales, se incrementó 4 veces la producción al declive que se tenía. Comúnmente se puede recuperar de manera exitosa la producción de hidrocarburo.

En México en los campos Juco Ticoman, J Antonio Bermudez por ejemplo, solo basto con un método de SAP y mantenimiento a los aparejos de producción para que incrementara la producción. En Akal se aprovechó el drene gravitacional y junto con inyección de nitrógeno en el yacimiento se pudo elevar la producción. Entonces, aquí no se necesita ejemplos de éxito en otros países, México ha rehabilitado con éxito campos en declive, y se puede aprovechar en algunos otros que aún no se han puesto en marcha.

A diferencia del desarrollo en campos de Shale Gas, los campos maduros no contaminan más que, el GEI, que provoca la explotación de cualquier tipo de yacimiento. Según Pemex tiene controlado por región este tipo de gases y hay un control de mitigación.

Se debe mostrar más interés y prioridad por otros tipos de yacimiento diferentes al shale gas, los campos maduros podrían tener un mejor panorama de la rentabilidad para México y Pemex, conforme a esta investigación.

Referencias.

- SHCP, Reforma Energética de México, Diario Oficial de la Federación, Agosto 2014.
- Loreto, E., Apuntes de la clase de Recuperación Secundaria y Mejorada, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009.
- Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Pemex, Anuario 2007.
- Gil, E. y Chamorro, A., Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros, IHS Inc., 2006.
- Naguib, M. et al., Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field, artículo SPE 64428, octubre 2000.
- Budebo, Mario Gabriel (2012), "SENER: Nuevo Marco Institucional para el Gas Natural: 2007-2012", Presentación en el congreso de la AMEE, Acapulco, Gro., 25 de mayo de 2012, Pemex, resultados al 1er. Semestre de 2012, 27 julio de 2012.
- Escalera Alcocer, J. Antonio (2012), "Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México", Pemex Exploración y Producción, subdirección de Exploración, 1 de agosto.
- Gil, E y Chamorro, A., Técnicas recomendadas para el aumento de la producción en campos maduros, IHS , 2009
- Hefley, W. E., y otros (2011), "The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well", Working
- Paper, Katz Graduate School of Business, College of Business Administration, Pantherlab Works, Institute for Entrepreneurial Excellence, Pittsburgh, PA: Katz Graduate School of Business, University of Pittsburgh, agosto.
- Dukes RT (2012), "Eagle Ford crude oil prices have been \$10/bbl better than WTI at times this year", (<http://www.eagleford.com>).
- Pennsylvania Department of Environmental Protection (PDEP) (2012), "Marcellus Shale Well Permit Application Fees. Fact Sheet" (www.elibrary.dep.state.pa.us).

- Secretaría de Energía de México (SENER) (2012), "México: Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (Shale Gas/Oil)", 1 de octubre.
- Rosetta Resources Eagle Ford Shale Quarterly Commentary (RREFSC) (2012) (<http://eaglefordshale.com>), 7 de noviembre de 2012.
- Lucero Aranda Felipe de Jesus, Apuntes de sistemas artificiales de producción, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009.