

Sesión especial

# **EL FUTURO DE LA ENERGÍA EN MÉXICO**

Organizadores:  
Luca Ferrari  
Gilles Levresse

SE15-1

## LA PRODUCCIÓN PETROLERA MEXICANA: ANÁLISIS HISTÓRICO Y ESCENARIO A FUTURO, CASO PROVINCIA PETROLERA CUENCAS DEL SURESTE

Hernández Martínez Diana<sup>1</sup> y Ferrari Luca<sup>2</sup><sup>1</sup>Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM<sup>2</sup>Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM  
anaid\_hm@hotmail.com

México es un país cuya dependencia energética y económica a los hidrocarburos se traduce en el 10% del Producto Interno Bruto y el 89 % de la producción de energía primaria. Históricamente la exportación de petróleo representaba en promedio un 30% de los ingresos federales, declinando al 15% en 2015. En los últimos años las políticas energéticas continúan basando el desarrollo del país en los hidrocarburos. Por lo anterior, resulta urgente un análisis de la situación actual de las reservas y producción de hidrocarburos nacionales, con la finalidad de ubicar el escenario actual y futuro de los hidrocarburos en México. En los últimos años las políticas energéticas continúan basando el desarrollo del país en los hidrocarburos. Por lo anterior, resulta inminente un análisis de la situación actual de las reservas y producción de hidrocarburos nacionales, con la finalidad de ubicar el escenario actual y futuro de los hidrocarburos en México. El presente proyecto realiza la recopilación histórica de indicadores petroleros como: número de campos descubiertos, año y ubicación geográfica, producción anual por campo, volumen de reservas de hidrocarburos, número de pozos perforados y profundidad, geología y sistema petrolero asociado por Provincia Petrolera y Geológica. Las fuentes de información son documentos y bases de datos emitidos por Petróleos Mexicanos (PEMEX) tales como: Anuario Estadístico (1977-2015), Las Reservas de Hidrocarburos de México (2002-2015), Informe Anual (2002-2014) y Base de Datos Institucional de PEMEX; documentación e información publicada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Secretaría de Energía; el Sistema de Información Energética y Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos, información obtenida a través de la Plataforma Nacional de Transparencia del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales; así como libros y artículos de divulgación científica. Se toma como caso de estudio la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste debido a su volumen de reservas y producción de crudo aportada. En la Cuenca del Sureste se inicia la exploración petrolera en 1886, descubriendo a la fecha un aproximado de 357 campos, de los cuales actualmente sólo 210 campos cuentan con reservas de hidrocarburos. Las Cuencas del Sureste contienen el 88% de las reservas nacionales 1P de petróleo crudo equivalente, de las cuales el 52% se encuentran concentradas en 2 campos Gigantes y 7 campos Grandes, predominantemente marinos, todos menos uno descubiertos antes de 1979. Actualmente, la producción de crudo en las Cuencas del Sureste aporta el 95% de la producción nacional de crudo. En 2004 la Provincia alcanzó su máximo de producción con 3,300 miles de barriles diarios y a partir de entonces ha tenido una caída a una tasa anual del 3% aproximadamente. La información de los pozos perforados muestra que se tiene que perforar cada vez a mayores profundidades, con mayores complicaciones técnicas y mayores costos. Es preocupante que la base fundamental de producción y el futuro energético del país se apoye en campos maduros, en su gran mayoría descubiertos y explotados desde hace medio siglo. Proyecto PAPIME PE105415.

SE15-2

## LA PRODUCCIÓN PETROLERA MEXICANA: ANÁLISIS HISTÓRICO Y ESCENARIO A FUTURO, CASO PROVINCIA PETROLERA CUENCA DE BURGOS

Hernández Martínez Diana<sup>1</sup> y Ferrari Luca<sup>2</sup><sup>1</sup>Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM<sup>2</sup>Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM  
anaid\_hm@hotmail.com

Aunque decreciendo en los últimos años México sigue siendo un referente mundial en la industria de los hidrocarburos, tanto por el volumen de reservas que posee como por su producción. Además, cuenta con una de las cuencas de gas no asociado más grandes del mundo, Burgos, la cual ha sido explorada desde principios del siglo XX. A pesar de contar con el gigante gasero Burgos, México es un importador de gas natural debido al incrementado sustantivo de la demanda, desde que en la década pasada se optó por la generación de energía eléctrica por medio de este combustible. En los últimos años con el auge del llamado shale gas, Burgos vuelve a ser objeto de estudio; sin embargo, por los requerimientos técnicos y económicos que requiere la industria del shale gas, resulta imprescindible realizar un análisis de la situación actual de Burgos en sus yacimientos convencionales. El presente proyecto realiza la recopilación histórica de indicadores petroleros como: número de campos descubiertos, año y ubicación geográfica, producción anual por campo, volumen de reservas de hidrocarburos, número de pozos perforados y profundidad, geología y sistema petrolero asociado por Provincia Petrolera y Geológica. El análisis de los indicadores petroleros recopilados permite determinar tres diferentes estadios de exploración y producción desde el descubrimiento de la Cuenca Burgos, cuya exploración inició a principios del siglo XX. A la fecha de han descubierto 343 campos, de los cuales al 1 de enero de 2015 sólo 167 certificaron reservas de hidrocarburos. Con el avance en la exploración de la Provincia y la adición de nuevos campos productores, para el año 1962 la Cuenca aportó 40% de

la producción nacional de gas natural. El pico de producción llegó en 2007 con 1,381 millones de pies cúbicos diarios, correspondientes al 23% de la producción nacional total. A partir de ese año la producción de la Cuenca ha presentado una caída a una tasa anual del 3%. Actualmente, la Provincia Petrolera Cuenca de Burgos únicamente aporta el 17% de la producción nacional de gas, cuyo pico máximo fue alcanzado en el 2009 con 7,031 millones de pies cúbicos diarios. La información de los pozos perforados evidencia el incremento en la profundidad necesaria para acceder a los hidrocarburos, que en las primeras etapas de exploración en Burgos era de 2000 m mientras que actualmente se requiere perforar hasta 4500 m de profundidad. Proyecto PAPIME PE105415.

SE15-3 PLÁTICA INVITADA

## NIVELES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE MÉXICO: ESCENARIOS AL HORIZONTE 2040

Ocampo Edgar

Asociación para el Estudio de los Recursos Energéticos, AEREN  
tellaoo@yahoo.com

Más de 100 años de actividad prospectiva petrolera en el territorio mexicano, han permitido identificar recursos por alrededor de 95 mil millones de barriles de hidrocarburos, de los cuales, ya se han extraído cerca de 57 mil millones de barriles, es decir, el 60% del petróleo convencional. Las reservas remanentes, que tienen un mayor grado de complejidad de desarrollo, y las reservas prospectivas aun no delimitadas, constituyen la última fuente de petróleo disponible para México. Determinar cuál será el nivel de producción a largo plazo, constituye un elemento vital para dar certidumbre al "Futuro de la Energía en México". Los escenarios planteados en este estudio, se fundamentan en el análisis de dos componentes generales; la primera es un diagnóstico general de la madurez de explotación de las cuencas petroleras productoras mexicanas, así como de sus reservas 3P remanentes y del potencial de los recursos prospectivos, y la segunda, es la extrapolación de los parámetros del desempeño de la industria petrolera internacional de otras regiones del mundo, sobre las diversas áreas de oportunidad con características geológicas similares a las que existen en México. Se plantean dos escenarios, uno alto en donde se asume un éxito razonable de todas las variables que se analizan, y uno bajo, en donde se asume un éxito moderado de esas variables. Las áreas de oportunidad que se integran en el estudio son las de mayor importancia por su producción histórica; "Cuencas del Sureste" y las que presentan mejores condiciones de desarrollo según la experiencia internacional, la "Cuenca Tampico-Misantla", las áreas de yacimientos de lutitas y las reservas prospectivas en Aguas Profundas del Golfo de México. Proyecto PAPIME PE105415.

SE15-4

## ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO2, UNA HERRAMIENTA POR LA MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO

Levresse Gilles y Medina Erik

Centro de Geociencias, UNAM  
glevresse@gmail.com

México es un país que depende de manera importante de los energéticos con emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En 2010, para México los hidrocarburos representaron el 90.2% de la producción primaria de energía eléctrica. Aunque el Gobierno Mexicano ha decidido optar por el uso de energías alternativas como uno de los pilares en el sector eléctrico, aun no se encuentran disponibles en la cantidad necesaria para sustituir en el corto plazo el uso de los hidrocarburos. Es por ello que el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> está llamada a ser la alternativa más importante para mitigar los efectos de la emisión de GEI provenientes de las fuentes estacionarias como las centrales de generación eléctrica. El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> puede ser definido como una gama de tecnologías aplicadas a la captura de CO<sub>2</sub> a partir de las emisiones de grandes fuentes industriales como las plantas de generación eléctrica, su compresión a una fase super-crítica (en donde se encuentra en equilibrio el estado gaseoso con el líquido) y transporte a una ubicación adecuada para su inyección y almacenamiento seguro en una formación geológica muy profunda. Tres principales tipos de almacenamientos son probados, en reservorio de hidrocarburos, en acuífero salino profundo, y en niveles de carbon. Solo los proyectos de inyección en acuíferos salinos son considerados como "terminal", ya que en el caso de los reservorios de hidrocarburos o de los bancos de carbon se plantea disminuir el gasto de captura y inyección con la recuperación de Hidrocarburos y metano. Durante su inyección en estos diversos reservorios una parte del CO<sub>2</sub> es disuelto en el agua presente, otra reacciona con la roca encajonante, otra precipita como calca. Es importante precisar que No existe un almacenamiento geológico terminal seguro, solo es posible limitar a un nivel aceptable el riesgo de escape del gas. Los últimos veinte años todas las principales naciones petroleras y los miembros del G7 inyectaron CO<sub>2</sub> en un sitio experimental de muy diversas naturaleza. Los dos puntos en común de estos proyectos son la No aceptación de la población cercana y el pobre entendimiento del funcionamiento del reservorio. A pesar del uso de las últimas tecnologías petroleras y científicas, de la creación de consorcios integrados, las diferentes reacciones químicas y físicas generadas por la inyección de CO<sub>2</sub> en un medio geológico son altamente complejas e imposible de predecir a largo tiempo. México tomo una decisión política de probar la inyección de CO<sub>2</sub> en reservorio de hidrocarburos y en acuíferos salinos profundos.

Para lograr esta meta se esta creando el CCUS, y se realizan los primeros estudios de caracterización regional para determinar las formaciones geológicas mas idóneas a la captura.

SE15-5

## UNA PROPUESTA DIFERENTE SOBRE EL POTENCIAL EÓLICO EN EL CENTRO DE MÉXICO

Böhnel Harald  
Centro de Geociencias, UNAM  
hböhnel@geociencias.unam.mx

Entre las energías alternativas disponibles en México resalta la que se basa en el viento. Durante la última década se han instalado varios parques eólicos, principalmente en el sur de Oaxaca, donde se han reportado condiciones favorables para la generación de electricidad. Sin, embargo, estos aerogeneradores y otras mas se encuentran alejados de la principal demanda de electricidad del país, que es su parte central. Aquí viven aproximadamente 50% de la población total, y las zonas identificadas en los mapas disponibles del potencial eólico en general están alejadas de esta región. El transporte de la energía eléctrica generada en las zonas favorables requiere de la construcción costosa de líneas de transmisión, un problema también en otros países como los de Europa. En este trabajo se analiza el potencial eólico en el centro de México y se propone que es mayor que actualmente conocido. La razón para esta subestimación se basa en los métodos de la determinación de la velocidad de viento, que se utilizó para generar estos mapas. Según la poca información disponible, esta velocidad corresponde al modelado de la velocidad a una altura de 120 m arriba de las estaciones meteorológicas disponibles en el país, las que tienen una distribución irregular no diseñada para este fin. En el presente trabajo se propone utilizar elevaciones mayores que ofrecen velocidades mayores de viento, lo que ya se ha propuesto en otros países. Se comparan datos de estaciones cercanas pero con una diferencia de altura importante para analizar el efecto de la altura topográfica sobre la velocidad de viento. De allí se propone utilizar volcanes del tipo escudo, de altura mediana a grande para la instalación de aerogeneradores. Existe un gran número de este tipo de volcanes en la Faja Volcánica Mexicana. La mayor parte de la población mexicana vive cerca de la Faja Volcánica, lo que reduciría el costo del transporte de la energía por la misma distancia y por la relativa descentralización de su producción. En algunos de los volcanes existe acceso a su cumbre para el mantenimiento de antenas de telecomunicaciones, lo que simplificaría mediciones de la velocidad de viento y la instalación de aerogeneradores. Los volcanes generalmente son de poca utilidad económica y esto reduciría mucho el posible impacto social negativo de estos sistemas. Finalmente, instalando aerogeneradores sobre las cimas de volcanes altos reduce la afectación de aves migratorias, que en la mayoría vuelan a alturas entre 150 y 600 m. Se propone una metodología basada en: 1. mapas digitales para categorizar volcanes según su elevación sobre su base y la pendiente de su cono; 2. mediciones reales de la velocidad de viento alrededor y encima de algunos volcanes típicos para determinar el tamaño mínimo que sería de interés para la instalación de aerogeneradores. 3. modificar en su caso el mapa del potencial eólico de México.

SE15-6

## PETRÓLEO EN MÉXICO: TIEMPO DE ENFRENTAR LA REALIDAD

Ferrari Luca  
Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM  
luca@unam.mx

Desde el descubrimiento de los campos gigantes de la sonda de Campeche en la década de los 70s existe la noción que México es un país petrolero donde el crudo es la "palanca del desarrollo". Esta retórica se ha mantenido intacta hasta tiempos recientes pero, si bien es cierto que el petróleo ha sido fundamental para el crecimiento económico de las últimas décadas, una mirada a la evolución histórica de la producción nacional y las importaciones de hidrocarburos debería hacernos dudar de su vigencia. El pico máximo de la producción de crudo se tocó en 2004, con 3.4 millones de barriles diarios (Mbd), y en la actualidad se están produciendo 2.15 Mbd. Con la caída de la producción ha disminuido también la exportación de crudo, que pasó de un máximo de 1.9 Mbd en 2004 a 1.1 Mbd en el último año. Además, debido a la falta de inversión en refinación y el incremento del parque vehicular, importamos cada vez mas gasolina y diésel (actualmente el 56% y 45%, respectivamente, de los que consumamos). A eso se suma la importación de gas natural, que también se ha incrementado por la baja en la producción después del pico de 2009 y la decisión de producir la mayoría de nuestra electricidad quemando gas. Como resultado ya somos importadores netos de hidrocarburos, ya que el valor de las exportaciones de petróleo es inferior al valor de las importaciones de gasolina, diésel y gas. La reforma energética de 2013 se justificó afirmando que PEMEX, por si sola, no tenía los recursos financieros y la capacidad técnica para explorar y explotar los abundantes yacimientos de aguas profundas y de petróleo y gas no convencionales que tendría México, por lo que se necesitaba la participación de las empresas privadas. Esta postura parte del presupuesto implícito que la caída de la producción petrolera y gasera nacional se puede revertir con inversiones y tecnologías adecuadas. Esto es altamente improbable. Es cierto que México tiene todavía petróleo y gas por descubrir o que todavía no se ha empezado a explotar. Sin embargo ya hemos gastado el 81% de las reservas 1P y el 57% de las 3P y,

mas importante, lo que queda tiene un alto costo de extracción, por encima de los 70 USD por barril. Esto se debe a algo muy simple: se descubren y se explotan primero los yacimientos mas grandes, el recurso de mejor calidad y mas fácil de explotar. Una vez agotado el petróleo "fácil y barato" se requieren cada vez mas recursos económicos y energía para producir lo que queda. Este dinero y energía necesarios para la nueva producción tienen que restarse de la economía, que primero se estanca y luego entra en recesión disminuyendo la demanda de petróleo. México, como el resto del mundo tiene que enfrentar la realidad del decrecimiento, donde una buena parte del petróleo del planeta se quedará en el subsuelo por no podernos permitir el costo de su extracción. Proyecto PAPIME PE105415.

SE15-7

## MÉXICO DESPUÉS DEL PETRÓLEO: ¿ES POSIBLE SUSTITUIR LOS HIDROCARBUROS CON FUENTES RENOVABLES?

Ferrari Luca  
Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM  
luca@unam.mx

México pasó su pico de producción petrolera en 2004 y a la fecha acumula un declive del 38%. La mayor parte de la producción petrolera procede de campos maduros, descubiertos y explotados desde hace mas de 35 años. El único campo grande descubierto en los últimos 15 años tiene un costo de producción superior al precio actual de venta del crudo. A pesar de lo anterior la matriz energética de México sigue siendo dominada por los combustibles fósiles (89%). De lo que procede de las renovables mas de la mitad es biomasa tradicional (leña y carbón vegetal), no fuentes modernas. Frente a este panorama surge la pregunta de si, en futuro, es posible sustituir los hidrocarburos con fuentes renovables manteniendo el mismo nivel de consumo. Entre las fuentes renovables hidroeléctrica y geotermia tienen particular relevancia porque pueden generar electricidad de manera continua a diferencia de solar y eólico cuya intermitencia implica un factor de carga promedio de solo el 30%. La energía hidroeléctrica en México actualmente representa el 14% de la energía eléctrica generada. El potencial de crecimiento es muy bajo ya que todos los ríos con un caudal adecuado ya se han aprovechado. Quedan lugares cada vez mas remotos, de menor generación y/o con serios impactos ambientales y sociales. De hecho CFE solo prevé agregar dos centrales por un total de 1,100 MW de aquí al 2022 (1.5% del total de la capacidad instalada). En cuanto a la geotermia, aunque México está en el quinto lugar a nivel mundial por capacidad nominal instalada (874 MW) casi el 75% procede del campo gigante, y geológicamente único, de Cerro Prieto. Actualmente la geotermia contribuye por un 2.1% de la producción eléctrica nacional y aunque la SENER maneja un potencial de 13.4 GW, CFE estima que el crecimiento en campos existentes podría agregar 186 MW y reservas probables de alta entalpía por 1,643 MW. Otro estudio analiza detalladamente 20 sitios estimando un crecimiento posible de 700-750 MW. A pesar de un crecimiento exponencial la energía eólica en la actualidad solo contribuye por un 0.4% a la producción eléctrica. Se estima que el potencial eólico de México es de ca. 7,000 MW. Sin embargo aún en este escenario ideal se estaría llegando a un 3-4% del consumo actual debido al bajo factor de planta. Finalmente existe un gran potencial para el aprovechamiento de la energía solar en los estados del norte del país pero, no obstante el incremento reciente, la generación actual es todavía mínima (0.3%). El crecimiento a futuro es difícil de prever y mucho depende de si habrá suficiente inversión para desarrollar plantas termosolares. En conclusión, aún tomando en cuenta las estimaciones mas optimistas, debido al bajo potencial de crecimiento de la hidroeléctrica y bajo factor de planta de eólico y solar, considero que difícilmente se puede llegar a producir mas de la tercera parte de la energía eléctrica actual con fuentes renovables. Proyecto PAPIME PE105415.

SE15-8 CARTEL

## MODELO POLINOMIAL DE AJUSTE: PRODUCCIÓN VS RESERVAS DE PETRÓLEO EN MÉXICO... ¿CUÁNTO Y PARA CUÁNDO?

González Guevara José Luis, De la Rosa Arévalo César Gustavo, Morales Mora Jacqueline, Celestino Olivares Iván Jacob, Pulido García Alejandro, Martínez Mirón Yleana Claudia, Mejía Pérez José Alfredo y Castillo Pensado Juan Luis  
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, BUAP  
jose.gogu@gmail.com

El término "reserva" involucra algún grado de incertidumbre, la cual depende principalmente de la cantidad de datos (geología, geofísica, geotecnia, entre otros) fiables en el momento de la estimación y la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre puede manifestarse asignando a las reservas una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. Las reservas no probadas tienen menor certeza de existir que las reservas probadas y pueden ser clasificadas en probables y posibles para denotar la incertidumbre creciente de su extracción. La reserva probada es la cantidad de petróleo que, por el análisis de los datos de ingeniería, puede estimarse con razonable certeza y que serán comercialmente recuperables, en un futuro definido, de los reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas de los métodos y las regulaciones gubernamentales actuales. Las reservas probadas pueden categorizarse como desarrolladas o no desarrolladas. Las reservas no probadas se basan en datos similares a los usados para estimar las reservas probadas; pero, la incertidumbre

definida por cuestiones técnicas y tecnológicas, contractuales, económicas, o de regulación, evitan ser clasificadas como probadas. La estimación de reservas se realiza bajo condiciones de incertidumbre. El método de estimación se llama "determinístico", si un único número de estimación de reserva está hecho basándose en datos geológicos, geofísicos, económicos, entre otros. El método de estimación se llama "probabilístico" cuando los datos geológicos, geofísicos y económicos, entre otros, se usan para generar un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas. En este trabajo, con base en la estimación probabilística de los datos de producción y reservas de: Petróleos Mexicanos (PEMEX), British Petroleum (BP) y The Energy Information Administration (EIA) se estimaron las cifras de reservas y producción de petróleo para los próximos treinta años (segmentados por lustros) mediante regresión polinomial de distinto orden, para obtener el modelo de mejor ajuste en el caso de México. El método de mínimos cuadrados se puede extender fácilmente del caso lineal al Polinomial y ajustar datos discretos a un polinomio de m-ésimo grado. El procedimiento se inicia de la ecuación de un polinomio de m-ésimo grado a la cual se le agrega el error producido entre el comportamiento de los datos y el modelo propuesto. Los resultados establecen que el mejor ajuste no siempre resulta en polinomios del mismo grado, para las diferentes fuentes, por lo que hay que tener cuidado con las extrapolaciones. Una extrapolación polinómica se puede calcular a partir de todos los datos conocidos o tan sólo de los datos extremos. La curva resultante puede ser extendida a posterior más allá de los datos conocidos. La extrapolación polinómica se calcula usualmente mediante interpolación de Lagrange o utilizando el método de Newton de diferencias finitas (creando series de Newton a partir de los datos). El polinomio así calculado se puede usar para extrapolar los datos.