

GP-01

## MÉTODO DE EVALUACIÓN GEOMECÁNICA Y SU APLICACIÓN A YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN LAS CUENCAS DE BURGOS Y SABINAS, NORESTE DE MÉXICO

Samuel Eguiluz de Antuñano  
Activo de Exploración Reynosa, PEMEX

El estado de esfuerzos que actualmente está en el subsuelo puede conocerse de manera indirecta mediante la interpretación de los efectos que dejan las herramientas de perforación sobre las rocas. La orientación preferente de elipticidad del agujero del pozo y las fracturas inducidas observadas con imágenes de pozo (FMI), permiten conocer la orientación de mínimo esfuerzo (Sh min).

La Cuenca de Burgos es de edad Terciario, está situada en la planicie costera del Golfo de México y posee un régimen tectónico distensivo. Los datos de ovalicidad de agujero del campo Arcabuz-Culebra indican que Sh min está en general orientado ENE y perpendicular a la falla más cercana que limita a los bloques estructurales; minifracturas inducidas obtuvieron orientaciones consistentes con Sh min. Extrapolando los datos se tiene que Sh min, regionalmente puede variar de acimut 70° a 100°, orientado transversal al sistema de fallas extensionales (de crecimiento, de acomodo en dominó y antitéticas), orientadas sensiblemente N-S. De los 63 pozos estudiados 15 presentaron ovalicidad de baja calidad, esto pudo ser ocasionado entre otros factores por la presión de poro, resolución de la herramienta de medición, peso de lodo de perforación, etc., sin embargo, el autor considera que esta característica puede deberse a que el esfuerzo máximo (SH máx) está trabajando en un plano vertical.

La Cuenca de Sabinas es de edad Mesozoico, tiene un estilo tectónico compresivo laramídico. La orientación de Sh min interpretada a partir de imágenes FMI y ovalicidad de agujero, indican una disposición regional de acimut 180° a 160°, sensiblemente subparalelo a los ejes laramídicos generalmente orientados 160° ± 10°. Las rocas tienen fracturas naturales simples y conjugadas, en acomodo subvertical de tipo 1 y 2 (según la clasificación de Stearns y Friedman), congruentes con el plegamiento regional orientado NNW-SSE, las fracturas subhorizontales (tipo 3) corroboran que sigma 1 actuó horizontal y normal a sigma 3. Los yacimientos de gas en esta cuenca están naturalmente fracturados y restringidos a la cresta de los anticlinales, la caracterización de yacimientos indica que el flujo de gas está en fracturas de tipo 2 (subparalelas al eje del pliegue), por lo que la orientación de Sh min a partir de los datos de pozos es consistente.

La aplicación económico-petrolera del conocimiento geomecánico sirve para predecir la orientación preferente de flujo de hidrocarburos contenidos en las rocas, ubicar los pozos de desarrollo con espaciamiento y acomodo más conveniente (según la geología de los yacimientos) y mejorar los resultados para extraer el mayor volumen de gas o aceite a menor costo.

Los datos anteriormente citados, integrados con la distribución de focos sísmicos, también pueden ayudar a evaluar regiones de intermitencia tectónica latente y prevenir riesgos naturales a la población.

GP-02

## BASE DE DATOS, ÉXITO O FRACASO DE CUALQUIER EMPRESA

Ernesto Del Angel Gonzalez y Marcos Guler  
Exploración y Producción, PEMEX, Region Sur

La importancia de contar con una Base de Datos es de vital importancia, ya que de esta dependerá el éxito a fracaso de cualquier empresa.

El presente trabajo ilustra el proceso que se efectuó para la elaboración de este proyecto.

El plan piloto consta de un área de 480 Km2. con 30 pozos, la mayor parte de la información son registros de pozos en su totalidad están en forma gráfica; se inició con la selección de los pozos clave para su digitalización, posteriormente validación e interpretación cualitativa.

Apoyándonos en lo anterior, se inicia a obtener curvas de PseudoDT aceptables a partir de resistividades, calibrados contra DT de campo, de los pozos donde se efectuaron; todo esto con la finalidad de realizar la evaluación petrofísica, de donde obtendremos volúmenes de roca y fluidos.

Otra de las etapas importantes es la generación de atributos sísmicos, estos posteriormente son comparados contra datos petrofísicos para su calibración.

Como resultado del proceso se detectaron arenas con posibilidades, estas apoyaran varias localizaciones exploratorias del área en estudio.

Además del apoyo a las localizaciones exploratorias contaremos en el futuro con los procedimientos para optimización de tiempos y a la vez toda la información se almacenara en una Base de Datos, esta información podrá ser llevada a cualquier plataforma de interpretación, para realizar posteriormente trabajos de caracterización o algún otro tipo de trabajo que sea requerido.

GP-03

## ANÁLISIS GEOLÓGICO-GEOFÍSICO APLICADO A LOS SEDIMENTOS DEL OLIGOCENO, EN LA CUENCA DE TAMPICO-MISANTLA

Trujillo Alcántara Alfredo, Diego Orozco Arturo, Ramírez Cruz Luis C. y Tellez Flores Rene A.  
Instituto Mexicano del Petróleo  
E-mail: atrujill@imp.mx  
E-mail: adiego@imp.mx.

Hoy en día los yacimientos de hidrocarburos, principalmente los de gas, son de importancia para la prospección geológica-geofísica; ya que existe un interés por conocer el entorno y los sedimentos que constituyen a un yacimiento, por lo que existe una amplia gama de herramientas para delimitar y conocer sus características geológicas de los yacimientos.

El estudio que se realizó en la cuenca de Tampico-Misantla consistió en determinar los sistemas petroleros del área de estudio y sus edades a nivel del Paleogeno y Neogeno, para ubicar los sedimentos en función del tipo de roca (almacén, sello, generadora, migración, formación de trampas y preservación).

Los datos obtenidos de los sistemas petroleros se correlacionaron con información de dos pozos existentes en el área, siendo uno de estos productor de gas a nivel del Oligoceno. Esta información obtenida del estudio se integro con la información sísmica; la cual consistió de una malla regular en el área constituida por 7 líneas sísmicas. El procesamiento que se realizó fue con fines estratigráficos (procesamiento por ondícula), dando como resultado secciones migradas en tiempo, a las cuales posteriormente se les aplico atributos sísmicos (amplitud, frecuencia y fase), para obtener la información necesaria de la geometría del yacimiento en prospección y finalmente se realizó una propuesta de un modelo geológico local, al cual se le integro la información obtenida del estudio geológico-geofísico de la cuenca de Tampico-Misantla.

GP-04

### **PROBABLES NUEVAS PROVINCIAS PETROLERAS DEL NOROESTE DE MEXICO**

Rafael Rodriguex Torres  
RoToRa, Consultor y Asesor

Tradicionalmente Pemex ha considerado dos provincias dentro del noroeste de Mexico:

1. La Peninsula de Baja California que incluye las cuencas de: Guerrero Negro y Purisima/Iray.
2. Sonora, que incluye las regiones: Noreste, Noroeste, Central, Costera y Marina (que incluye el Delta del Rio Colorado y la plataforma continental de las cuencas: Waener y Delfin).

Las «Probables Nuevas Privincias Petroleras del Noroeste de Mexico» de Mexico, estarian incluidas dentro de:

A) Region «fuera de costa», pacifica, constituidas por las cuencas: San Clemente, Cortes (E y W), Velerero, «no name», Animal, San Isidro, Colnett, San Quintin, Soledad y Gapp.

Todas ellas estan localizadas dentro de los terrenos: Rodriguez, Pattom Ridge, San Nicolas y Santa Catalina.

B) Mediterraneas (dentro del Golfo de California, que a su vez son cuencas de extencion de el fondo marino y de sedimentacion): Wagner, Delfin (Superior e inferior), San Pedro Martir, Guaymas, Carmen, Farallon, Pescador e Islas Marias.

GP-05

### **DELIMITACIÓN EN 2-D DE UN YACIMIENTO PETROLERO AL SURESTE DE MÉXICO A PARTIR DE ATRIBUTOS SÍSMICOS DE REFLEXIÓN**

G. Pardo Castro y William L. Bandy  
Instituto de Geofísica, UNAM

El objetivo de este estudio es inferir la extensión lateral de un yacimiento petrolero por medio de las características sísmicas que conforman la sección sísmica que contiene el yacimiento. Para poder

determinar el contenido de frecuencias y cambios de fase de las trazas sísmicas, se aplica la transformada de Fourier. Además, se hacen promedios de grupos de trazas y se toman diferentes ventanas temporales para facilitar la comparación entre los datos en una sección sísmica. Lo que se intenta aquí es ver como van cambiando los espectros (de amplitud y de fase) lateralmente, ya que el contenido de hidrocarburos en la litología va a generar un contenido de frecuencias y un cambio de fase diferentes con respecto a los estratos adyacentes al yacimiento petrolero. La probable extensión que proporciona el estudio del espectro de las trazas sísmicas mediante los promedios de las zonas, es del orden de los 320 metros.

Este trabajo presenta los resultados en donde los atributos sísmicos resaltan las características y propiedades del yacimiento que en otra forma no se hubieran apreciado fácilmente en la sección sísmica. Al definir estos atributos se puede delimitar la probable extensión lateral del yacimiento. Los resultados obtenidos a partir de los atributos sísmicos indican que la probable extensión del yacimiento es entre 370 a 400 metros.

Por último se hace una comparación o correlación traza por traza. La correlación se hace en el dominio del tiempo para observar de una manera más directa el parecido de las trazas entre sí.

La probable extensión lateral obtenida por medio de la correlación entre trazas es del orden de 360 metros. Comparando estos resultados con la prueba de presión efectuada en un pozo adyacente a la línea sísmica indica una extensión lateral de aproximadamente 550 metros. Por lo que este análisis indica que la extensión lateral del yacimiento es más pequeña de lo que indicó la prueba de presión.

De esta manera, se puede concluir que el espectro de fase puede ser más útil que el espectro de amplitud para la identificación del yacimiento. Pero más aún, la correlación que se hace traza a traza parece ser un método más efectivo por realizarse en el dominio del tiempo, y por evitar la obtención de los espectros y los promedios entre grupos de trazas.

GP-06

### **HYDROCARBON TRAPS IN RELAY RAMPS OF EN ECHELON NORMAL FAULTS: A NEW EXPLANTION ABOUT THE ORIGIN OF THE FLYING FOAM STRUCTURE IN JEANNE D'ARC BASIN, OFFSHORE NEWFOUNDLAND**

Juan Contreras  
Depto. de Geologia, CICESE  
E-mail: juanc@cicese.mx

Jeanne d'Arc basin is located at the Atlantic margin of North America, in the Grand Banks region. This is a continental rift basin of late Triassic-Cretacic age. Hydrocarbon production comes from stratigraphic and structural traps located adjacent to the Murre and Mercury bounding fault systems. The Flying Foam structure is an intrabasin high located at the Nautilus transfer zone, between the Murre and Mercury border faults.

Experimental clay models with a ramp-flat-ramp fault geometry have been able to reproduce this structure (McClay and Scott 1991). However these experiments are two-dimensional and lack the important feature of along-strike fault growth. To reproduce this

structure it is also necessary to assume that the bounding normal faults have a listric geometry.

A computer model is used here to properly simulate the formation of this structure. This model considers the upper continental crust as a thin elastic plate overlying an inviscid fluid (the weak lower crust). The model also takes into account fault growth, flexure of the crust, erosion, sedimentation, and isostasy. Two faults with planar geometry and an en echelon geometry are used to simulate the Murre and Mercury faults. The simulations show that the Flying Foam structure is the product of fault growth. This is, the innermost fault rises the hanging-wall block of the most external fault and produces the characteristic intrabasinal high of this structure. Furthermore, the synthetic stratigraphy shows similar stratigraphic relations to those imaged by seismic reflection methods.

#### References

McClay, K. R., and A. D. Scott, 1991, Experimental models of hanging-wall deformation in ramp-flat listric extensional fault systems. *Tectonophysics*, v. 188, p. 85-96.

GP-07

### **EVOLUCIÓN DE LA SUBSIDENCIA EN EL NORESTE DE LA SONDA DE CAMPECHE (RESULTADOS PRELIMINARES)**

Jaime de Jesús Mandujano Velásquez  
Subdirección de Exploración y Producción, IMP

Uno de los estudios más importantes para definir los diferentes regímenes tectónicos de la creación del espacio de acomodo, el relleno y la evolución de los mismos, lo constituye el análisis de la evolución de la subsidencia y sus rangos de sedimentación asociados. Mediante este análisis se podrá asociar los diferentes tipos de cuencas a los regímenes detectados.

El análisis de la subsidencia se toma como punto de partida del modelado de las cuencas, y de esta forma poder estructurar la geodinámica del área de estudio (Dumbar *et al.*, 1987).

El área de estudio se encuentra ubicada en el Golfo de México, dentro de las curvas batimétricas 0-200 m, hacia la parte nororiental marina de la Isla del Carmen, Campeche, en las inmediaciones occidentales de la Península de Yucatán, lo que en este trabajo se le denomina Noreste de la Sonda de Campeche.

El objetivo de este trabajo fue el de analizar la historia de la subsidencia, así como los rangos de sedimentación a lo largo del tiempo geológico, para inferir en primera instancia los diferentes eventos tectónicos.

EL modelado de la subsidencia estuvo realizado del Tithoniano al Reciente. Para este trabajo se contó con la información de 19 pozos, cuyos datos nos permitieron obtener los datos y las inferencias siguientes.

En la evolución de la subsidencia en esta área, predominan tres eventos importantes en la mayoría de los pozos. El primero se refiere a una etapa de subsidencia muy fuerte con una taza que va de los 45-120 metros por millón de años (m./m.a.), este evento se observó dentro de un rango de edad de los 144-139 m.a. con una duración muy corta de 4-5 m.a. El segundo evento lo constituye una

atenuación de la etapa I, presenta un rango de subsidencia de 9-16 m./m.a., dentro de un rango de edad que va de los (139-140) a los (25, 16,10 y 5) m.a. dentro de un intervalo promedio de 150 m.a.; asimismo cabe mencionar que dentro de esta segunda etapa tectónica, se presenta una pequeña etapa de reactivación de la subsidencia, la cual se observa de forma muy homogénea de los 49-53 m.a. con rangos de sedimentación que pueden llegar a los 83 m./m.a. La tercer y última etapa de subsidencia que se observó, queda enmarcada de los (25, 16,10 y 5) m.a a la época actual, y está caracterizada por ser una reactivación de la segunda etapa, presentando fuertes rangos de subsidencia que van de los 98-237 m./m.a.

La definición de estas tres principales etapas de subsidencia, conjuntamente con el conocimiento de la evolución tectónica regional, nos permite relizar las siguientes inferencias: el final de la etapa rift asociada a la apertura del Golfo de México se refleja en el primer evento de subsidencia. La finalización de la etapa anterior y la tendencia del regreso a la etapa original prerift, lo cual se traduce en la denominada etapa termotectónica, está claramente representada por la segunda etapa de subsidencia, desde luego con una pequeña reactivación tectónica dentro de la misma. Finalmente, las condiciones tectónicas que dieron origen a la creación de grandes fuentes de detritos que rellenaron las cuencas, e indujeron la creación de un gran espacio de depósito, se observa en la tercer etapa de subsidencia determinada.

GP-08

### **RANGOS DE SEDIMENTACIÓN EN EL NORESTE DE LA SONDA DE CAMPECHE (RESULTADOS PRELIMINARES)**

Jaime de Jesús Mandujano Velásquez  
Subdirección de Exploración y Producción, IMP

Durante el desarrollo de muchos de los trabajos geológicos, la cronoestratigrafía es una de las partes iniciales a establecer, a partir de la cual tendremos la posibilidad de definir las diferentes unidades a lo largo de la evolución geológica. En el momento en el cual se encuentren definidas las diferentes unidades, estaremos en la posibilidad de establecer los rangos de sedimentación presentes para cada una de estas.

La definición de los rangos de sedimentación a lo largo del tiempo geológico es de bastante relevancia, ya que entre otras cosas nos permite inferir los diferentes eventos geológicos presentes, establecer la evolución de la subsidencia, así como la relación que tiene esta con la evolución de los ambientes de depósitos, y poder establecer la evolución de las cuencas; así también podemos ver la estabilidad de las partes positivas en función de las diferentes zonas de aporte de los sedimentos

A continuación se describen los rangos de sedimentación de cada una de las unidades definidas en la porción noreste de la Sonda de Campeche, enmarcada como la porción marina al noreste de la Isla del Carmen, Campeche, y la parte occidental de la Península de Yucatán.

Kimmeridgiano: el rango de sedimentación fue de 89-450 m./m.a., predominando una taza de 122 m./m.a.

Tithoniano: rango de sedimentación de 8-100 m./m.a., predominando el de 14 m./m.a.

Cretácico: Hemos asociado todos los pisos del cretácico debido a que los rangos de sedimentación no varían de manera substancial entre ellos. Los valores de sedimentación para el cretácico en forma global son de 12 m./m.a. siendo la contribución en forma independiente de la siguiente manera: para el Cretácico Inferior se observa de 2-38 m./m.a. con un rango representativo de 13 m./m.a. Para el Cretácico Medio el rango de sedimentación es de 6-17 m./m.a. con un rango representativo de 11 m./m.a. Para el Cretácico Superior se observa un rango de sedimentación de 6-31 m./m.a. con una taza promedio de 11 m./m.a.

Del Paleoceno al Oligoceno se presentan los siguientes rangos de sedimentación representativos: Paleoceno inferior 12 m./m.a. Paleoceno Superior 18 m./m.a., Eoceno Inferior 33 m./m.a., Eoceno Medio 11 m./m.a., Eoceno Superior 16 m./m.a., Oligoceno Inferior 23 m./m.a., Oligoceno Medio 12 m./m.a., Oligoceno Superior 9 m./m.a. De los datos anteriores se desprende que en este lapso de tiempo descrito, el Eoceno Inferior presenta los mayores rangos de sedimentación desde el Tithoniano.

Del Mioceno al Reciente se incrementa notablemente los rangos de sedimentación, presentándose como siguen: Mioceno Inferior 28 m./m.a. Mioceno Medio 69 m./m.a. Mioceno Superior 193 m./m.a. Plioceno-Reciente 142 m./m.a.

En este trabajo podemos ver que los rangos más importantes son los siguientes: en las etapas iniciales de la sedimentación el kimmeridgiano presenta un rango altísimo, probablemente asociado a las partes finales de la etapa rift dentro de la apertura del Golfo de México, para el Cretácico-Paleoceno Superior disminuyen notablemente los rangos, estando asociados a la sedimentación carbonatada del Cretácico y la transición de esta a las facies terrígenas del terciario, teniendo un incremento en cierta forma anómala para el Eoceno Inferior, continuando con la tendencia baja del Eoceno Medio al Oligoceno Superior, para finalmente incrementarse de la base del Mioceno al Reciente, presentándose las tazas más altas durante el Mioceno Superior y del Plioceno al Reciente.

GP-09

## **EVOLUCIÓN LITOESTRATIGRÁFICA EN EL NORESTE DE LA SONDA DE CAMPECHE (RESULTADOS PRELIMINARES)**

Jaime de Jesús Mandujano Velásquez  
Subdirección de Exploración y Producción, IMP

La definición de la evolución litoestratigráfica de una columna a lo largo del tiempo en forma puntual, así como la distribución litológica para las diferentes etapas o eventos geológicos, es uno de los trabajos que se realizan en las fases preliminares de la mayoría de las investigaciones geológicas. De forma tal que los resultados producto de esta fase de investigación, son materia prima para otros tipos de estudios que siguen en etapas subsecuentes.

Dentro de los trabajos de geología que se realizan en la parte de investigación relacionada a la búsqueda de hidrocarburos, el establecimiento de la evolución litoestratigráfica constituye uno de los pilares fundamentales a partir del cual se desarrollan una serie de trabajos orientados a la caracterización económica de las diferentes unidades litoestratigráficas, en función de lo cual se obtendrá la definición de las rocas generadoras, conductoras, trampas y sello que desde el punto de vista económico es el objetivo final

Desde el punto de vista de evolución tectónica, existe una estrecha relación entre el evento tectónico existente en un momento dado, y el tipo y cantidad de sedimento que se está depositando para formar las rocas, asociado al mismo.

En relación con la subsidencia, esta va a estar regida en gran parte por el tipo de litología, densidad de sedimentos, espesores de las unidades litológicas, y velocidad de sedimentación, lo cual nos induce la magnitud de la subsidencia.

En este trabajo se presentan los resultados preliminares de un estudio de la evolución de las secuencias litológicas depositadas en el Noreste de la Sonda de Campeche del Tithoniano al Reciente,

La sedimentación inicia durante el Kimmeridgiano con una secuencia inferior terrígena de lutitas la cual pasa a una secuencia predominantemente carbonatada, para después durante el Tithoniano, tener una litología conformada por lutitas, Mudstone-Wackestone y dolomías. En lo que respecta del Cretácico Inferior a la parte inferior del Cretácico Superior, se observa una secuencia muy consistente de carbonatos y, el cual culmina con los depósitos de la brecha en el límite Cretácico Superior-Paleoceno, haciendo de esta secuencia carbonatada del cretácico, la unidad más representativa de carbonatos dentro de la evolución litológica del área de estudio.

Para el Paleoceno se inicia en muchas de las localidades una etapa de transición entre las facies de carbonatos que predominaron durante el cretácico y las facies posteriores de terrígenos que dominaron hasta el reciente. En General la litología representativa de esta unidad se puede conceptualizar de una manera general de la siguiente forma: exclusivamente carbonatos al acercarnos tanto a la Península de Yucatán, así como a la parte continental hacia el sur del área de estudio; Una combinación de facies carbonatadas y terrígenas en las zonas de transición de las partes someras a las verdaderamente desarrolladas como profundas para entonces, y finalmente las facies exclusivamente terrígenas asociadas a las partes más profundas de depósito en la formación de las cuencas de esta edad.

Para el Eoceno las facies predominantes están constituidas por terrígenos finos (lutitas), con algunas intercalaciones de carbonatos y solamente los pozos que se ubican en las inmediaciones de la plataforma de Yucatán y el continente en la porción sur del área de estudio presentan facies exclusivamente calcáreas.

En lo que concierne al Oligoceno podemos mencionar que es el horizonte más heterogéneo, ya que en muchos de los pozos o no aparece o está incompleto. Su litología la constituye casi exclusivamente terrígenos de grano fino (lutitas) y solamente en un pozo se observan esporádicos horizontes de carbonatos.

Durante el Mioceno las condiciones de sedimentación se empiezan a homogeneizar, observando predominantemente facies terrígenas finas de lutitas con algunas intercalaciones de carbonatos en la parte inferior de la unidad (Mioceno inferior). El Mioceno Medio se observa casi sin carbonatos con un poco más de arenas, y finalmente la parte correspondiente al Mioceno Superior con Lutitas y un mayor porcentaje de arenas.

Del Plioceno al Reciente podemos observar casi exclusivamente una mezcla litológica correspondiente a lutitas y areniscas, predominando la primera sobre la segunda.

GP-10

## LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO Y EL IMPACTO ECONÓMICO PARA MÉXICO

Arellano-Gil J., Charles-Galindo M. y Morales-Barrera W.  
Facultad de Ingeniería, UNAM

Los precios del petróleo en el mercado internacional se rigen fundamentalmente por la ley de la oferta y la demanda, influenciados por factores socioeconómicos o políticos de los países con alta productividad y/o los países consumidores a gran escala. En los últimos 25 años han ocurrido grandes variaciones en los precios por barril de aceite crudo, por lo que países como México y Venezuela, cuyas economías dependen en gran medida de la venta de petróleo han sufrido severas crisis cuando los precios bajan considerablemente. Los ingresos de divisas al fisco mexicano por la venta de petróleo son muy importantes, en 1996 representaron el 39.3 %, en 1997 el 37.90 %, en 1998 el 33.40 % y en 1999 el 31.10 %, porcentajes que nos muestran que la economía de México es dependiente del petróleo y es vulnerable afectándose negativamente cuando este insumo baja de precio.

El precio promedio del aceite crudo mexicano tipo mezcla ha sufrido grandes cambios en los últimos años; de 1976 a 1981 se dio un incremento importante ya que subió de 17.5 a 33.19 dólares por barril, pero en los siguientes 5 años ocurrió una rápida caída, tocando fondo en 1986, donde el precio bajo a 11.86 dólares. De 1987 a 1997 el precio por barril de aceite crudo se mantuvo en promedio en 16 dólares, pero en los siguientes tres años nuevamente hubo una baja significativa, llegando a su mínimo en diciembre de 1998 con un precio histórico de 7.67 dólares. En 1999 ocurre una buena recuperación ya que en agosto de ese año el precio subió a 17.76 dólares, en febrero del 2000 se incremento a 25.78 dólares y para el mes de agosto de este año la cotización es de 24.25 dólares. Tomando en cuenta los precios antes mencionados y comparándolos con los costos de producción se observa una diferencia significativa, ya que el costo promedio de producción es de solo 2.52 dólares por barril, siendo menor en la región marina con 1.86 y de 3.21 en la región Sur; en la región norte el costo de producción es más alto, con 8.29 dólares por barril, sin embargo, en esta región se tiene gran productividad de gas natural. Si analizamos a PEMEX como empresa, esta representa un excelente negocio, ya que la diferencia entre el costo de producción y el costo de venta de aceite crudo es muy grande, aún en tiempos de crisis, por lo que el negocio del petróleo mexicano es muy atractivo.

Con relación al volumen de exportaciones de aceite crudo que realiza México, este es muy importante. En 1974 era una cantidad insignificante, cantidad que fue creciendo hasta 1983, cuando rebasó los 1,500, 000 barriles diarios, alcanzando su máximo en 1997, cuando se vendieron al exterior 1,721,000 barriles diarios en promedio; en abril del 2000, el volumen de exportaciones fue de 1,680,000 barriles diarios. Si a lo anterior se adicionan los ingresos económicos que se aportan por la venta de petróleo en el mercado interno, se puede valorar la importancia económica, política y social que representa PEMEX para el país.