ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA

Modelo Económico Para la Nueva Contratación Petrolera en el Ecuador

Chuchuca Aguilar Fidel Vladimir[1], Erazo Bone Romel Ángel [2]; Ing. Gallegos Orta Ricardo Vicente[3]
Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador
fchuchuc@espol.edu.ec[1], raerazo@espol.edu.ec[2]; vgallego@espol.edu.ec[3]

Resumen

El presente trabajo busca establecer un modelo económico para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos de acuerdo al artículo dieciséis de la Ley de Hidrocarburos de la República del Ecuador.

En este modelo que se planteara, se incluirán los diferentes parámetros establecidos en las reformas aplicada a la ley de hidrocarburos en el artículo 7 de dicha ley, que establece una nueva modalidad para contratación petrolera, denominada prestación de servicios, en el cual se fija el pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. Esta tarifa constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijara tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que incluya el riesgo incurrido.

A continuación se realiza el análisis económico donde se evalúa si la inversión se justifica en relación a la tarifa adoptada, basándose en parámetros como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN). Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Palabras Claves: Contratación petrolera, Modelo económico, Prestación de servicios, Exploración y explotación de hidrocarburos, Ley de Hidrocarburos.

Abstract

This paper seeks to establish an economic model to adopt the reformed model of contract for exploration and exploitation of hydrocarbons services in accordance with section sixteen of the Hydrocarbons Law of the Republic of Ecuador.

In this model, which is raised, will include the different parameters of the reforms applied to the Hydrocarbon Law in Article 7 of this, which provides a new way for oil contracts, called services, in which the payment is fixed a fee per barrel of net oil produced and delivered to the State at a point of control. This rate is the gross income of the contractor shall be fixed taking into account an estimate of the cost of investment, costs and expenses and a reasonable profit that includes the risk incurred.

This is followed by economic analysis which assesses whether the investment is justified in relation to the rate adopted, based on parameters such as the Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV). Finally, we present the conclusions and recommendations..

Key words: Oil contracts, Economic Model, Providing services, Exploration and exploitation of hydrocarbons, Hydrocarbons Law.

1. Introducción

La aparición de nuevos métodos y técnicas para perforar pozos petroleros han puesto en segundo plano la tecnología convencional como es la perforación vertical. La construcción de pozos horizontales ha tomado un impresionante auge en los últimos años para la explotación de yacimientos hidrocarburíferos, debido a que se logra incrementar significativamente la tasa de producción.

Con las reformas planteadas a la ley de hidrocarburos, el estado es el dueño de los recursos no renovables, de la totalidad de la producción y por ende percibirá mayores recursos económicos ya que se reserva el 25% neto de producción denominado margen de soberanía, dichos aumento de recursos ayudaran a mejorar el nivel de vida en el país.

Este trabajo presenta los parámetros y criterios fundamentales para la creación de un modelo económico para la contratación de servicios para la explotación de petróleo en el Ecuador.

2. Reformas a la Ley de Hidrocarburos.

En conformidad a la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno emitida en julio de 2010, los artículos principales para la ejecución de este modelo fueron reformados estableciendo lo siguiente:

2.1. Artículo 16. [1]

Son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado en el área objeto del contrato hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados.

La contratista tendrá opción preferente de compra de la producción del área del contrato, a un precio que en ningún caso será inferior al precio de referencia definido en el artículo 71, no obstante se adjudicará a la empresa que ofertare a un precio en mejores condiciones.

El pago de la tarifa indicada será realizado en dinero, en especie o en forma mixta si conviniere a los intereses del Estado. El pago en especie se podrá efectuar únicamente después de cubrir las necesidades de consumo interno del país.

El precio de hidrocarburos para el caso de pago en especie se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por PETROECUADOR.

Podrá haber una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por la contratista, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes.

Las contratistas garantizarán la realización de las inversiones comprometidas en el respectivo plan de desarrollo o plan quinquenal.

La definición de la comercialidad de los yacimientos constará en las bases de contratación.

2.2. Artículo 62. [1]

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero fijará las tarifas que se cobrarán a las empresas usuarias de los sistemas de oleoductos, poliductos y gasoductos, tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones conforme a la práctica petrolera internacional.

En los ductos principales privados, las tarifas serán acordadas entre el usuario, entre los que se podrá incluir a las Empresas Públicas, y la operadora del sistema de transporte.

Las tarifas que pagarán las Empresas Públicas a los operadores de los oleoductos, poliductos y gasoductos serán establecidas en los respectivos contratos que celebren con el operador del sistema correspondiente.

Las tarifas que cobrará PETROECUADOR a las empresas usuarias del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) ampliado las fijará la

Agencia de Regulación y Control tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones incluyendo las del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) existente, conforme la práctica petrolera internacional.

2.3. Artículo 90. [1]

Los contratistas que han celebrado contratos de prestación de servicios para la explotación de hidrocarburos pagaran el impuesto a la renta de conformidad con esta ley. La reducción porcentual de la tarifa del pago del impuesto a la renta por efecto de la reinversión no será aplicable. No serán deducibles del impuesto a la renta de la contratista, los costos de financiamiento ni los costos de transporte por oleoducto principal bajo cualquier figura que no corresponda a los barriles efectivamente transportados.

En caso de que una misma contratista suscriba más de un contrato de prestación de servicio para la exploración y explotación de hidrocarburos, para efectos del pago de impuesto a la renta no podrá consolidar las pérdidas ocasionadas en un contrato con las ganancias asignadas en otro.

2.4. Artículo 94. [1]

En el caso de los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera, éstos recibirán el 3% del porcentaje de utilidades y el 12% restante será pagado al Estado, que lo destinará, única y exclusivamente, a proyectos de inversión social en salud y educación, a través de los Gobiernos Autónomos Descentralizados que se encuentren dentro de las áreas delimitadas por cada contrato, donde se lleven a cabo las actividades hidrocarburíferas, en partes iguales. Dichos proyectos deberán estar armonizados con el Plan Nacional de Desarrollo.

El dinero correspondiente al 12% destinado a proyectos de inversión social será canalizado a los Gobiernos Autónomos Descentralizados a través del Banco del Estado. Para que el Banco del Estado efectúe los desembolsos correspondientes, los Gobiernos Autónomos Descentralizados deberán contar con proyectos debidamente aprobados por el Ministerio Sectorial correspondiente al área en que se quiera ejecutar el proyecto.

3. Diseño del Modelo Económico.

El modelo económico propuesto se ha desarrollado en una hoja de cálculo Microsoft Office Excel 2007 (al cual llamaremos por comodidad Excel 2007 en adelante) debido a la facilidad y dinámica que presenta este software para entrelazar información entre diferentes hojas de cálculo dentro de un mismo libro.

El modelo tratará de evaluar económicamente los ingresos que recibirá el Estado correspondientes a la producción anual de petróleo de un campo, además mostraremos el comportamiento del flujo de caja de la Empresa, correspondiente a la tarifa que percibirá por la producción fiscalizada del campo, la cual será pagada por el estado, según el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

3.1. Cálculo del Precio de Barril de Petróleo.

En esta hoja se calcula el precio de petróleo ecuatoriano Oriente y Napo en función del precio referencial WTI. En el libro de Excel 2007, esta hoja ha sido llamada “PRECIOS PARA EL ESTADO”.

Para poder realizar las regresiones lineales se procedió a tomar información de los datos históricos de precios del crudo internacional WTI y de los precios correspondientes al crudo Oriente y Napo los cuales son los estándares de venta y exportación del estado Ecuatoriano, del año 2009 y 2010.

Para el crudo Oriente tenemos la siguiente regresión:

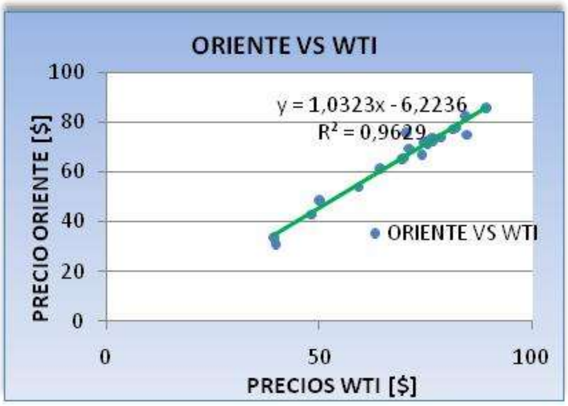

Figura 1. Precio del Crudo Oriente en Función del Precio del Crudo WTI

De la Figura 1 obtenemos:

$$y = 1{,}0323x - 6{,}2236$$

Donde:

y = Precio del crudo Oriente

x = Precio del crudo WTI

Para el crudo Napo, de la Figura 2 tenemos la siguiente ecuación:

$$y = 0{,}982x - 5{,}1209$$

Donde:

y = Precio del crudo Oriente

x = Precio del crudo WTI

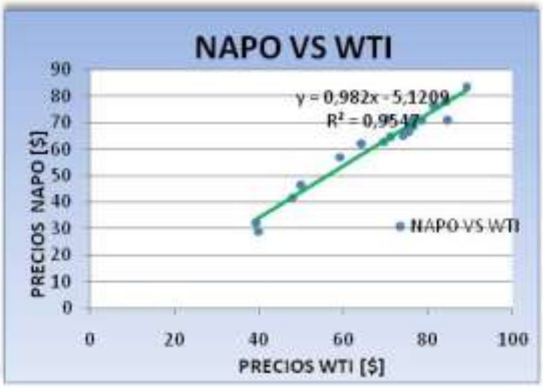

Figura 2. Precio del Crudo Oriente en Función del Precio del Crudo WTI

3.2. Inversiones de la Empresa

En esta parte de la construcción del modelo económico, se pretende mostrar una hoja muy interactiva llamada “INVERSIONES EMPRESA” en la que se muestra un perfil de inversión en el tiempo, y además se muestra algunas variables denominadas como: Inversiones Generales y desarrollo para el caso base las cuales contemplan lo siguiente: Geología y Geofísica, Facilidades de Producción, Perforación y Completación, Reacondicionamiento de Pozos, Salud Seguridad y Ambiente y Generales y Administrativo.

Además en esta hoja se contempla unas variables adicionales denominadas como inversiones adicionales a la de la curva base la cual será la necesaria para aumentar la producción de petróleo en el bloque, las cuales son las siguientes: Geología y Geofísica, Facilidades de Producción, Perforación y completación, Reacondicionamiento de Pozos, Inversiones en proyectos de recuperación mejorada, Salud Seguridad y Ambiente y Generales y Administrativo

3.3. Perfil de Producción

Para esta sección se tiene la hoja llamada “PERFIL DE PRODUCCION”, en la cual se pretende mostrar el perfil del comportamiento de producción de petróleo del campo petrolero. Este comportamiento se lo realiza mediante un ajuste histórico de producción del campo Y, y ser proporcionada en nuestro caso por el estado ecuatoriano a través de la Secretaria de Hidrocarburos, esta data va a depender mucho de la producción del campo petrolero a analizar.

Las variables a analizar en cada una de las celdas asignadas son: Reserva inicial, Producción diaria, Producción anual, Producción incremental, Producción total (curva base y incremental recuperación por mejorada), Margen de soberanía Producción de la curva base, Margen de soberanía Producción incremental por recuperación mejorada.

3.4. Amortizaciones.

En esta hoja llamada “AMORTIZACIONES”, se procede a calcular las amortizaciones de las inversiones en función de la producción anual y de las reservas.

Las variables a analizar en cada una de las celdas asignadas son: Reservas de petróleo a inicio del año fiscal, Producción durante el año fiscal, Reservas a final del año fiscal, Saldo de inversiones por amortizar a inicio de año, inversiones anuales y amortizaciones anuales, también se presentan variables correspondientes a inversiones adicionales para proyectos de recuperación mejorada.

Para el cálculo de las amortizaciones se procedió a utilizar el método denominado de unidad de producción [2].

3.5. Flujo de Efectivo para el Estado y la Empresa.

Esta es la sección más importante para los usuarios dentro del desarrollo del modelo económico, se ha llamado a esta hoja “FLUJO DEL CONTRATO”. Es una hoja dinámica la cual utiliza la información previamente ingresada en las hojas de perfil de producción, inversión de la operadora, precios para el Estado y amortizaciones para el cálculo del flujo efectivo de caja para el Estado y la empresa prestadora de servicios en el bloque.

3.5.1. Estado. En esta sección constan los ingresos brutos del estado, margen de soberanía, costo del transporte por el sistema de oleoducto de transporte ecuatoriano (SOTE) o el Oleoducto de crudos pesado (OCP), costos de comercialización, Fondo eco desarrollo de la amazonia (ECORAE), Ley de Rentas Sustitutivas para el Desarrollo de las Provincias de Esmeraldas, Napo y Sucumbíos, deducciones netas, saldos realizadas las deducciones, tarifa de la operadora, saldo neto para el estado, porcentaje de ganancia total para el Estado.

3.5.2. Empresa. En esta sección constan los Ingresos Brutos de la empresa, costos operativos mas costos administrativos, Amortización de la inversión, utilización de agua y materiales de construcción, base imponible, participación laboral, Impuestos para los municipios (estado), impuesto a la renta, saldo previas deducciones, fondo para investigación y desarrollo, utilidad neta, flujo de caja libre, porcentaje de ganancia total para la empresa, tasa de interna de retorno, y valor actual neto para evaluar la rentabilidad[3] a diferentes tasas de interés de 0%, 10%, 15% y 20%.

4. Simulación bajo Diferentes Escenarios.

Para establecer un valor promedio de la tarifa a utilizar, nos valdremos de la Tabla 1.

Tabla 1. Tarifas e Inversiones en Campos Marginales

Campo	Inversiones (mm USD)	Tarifa (USD/bbl)
Tarapoa	367	35
Bloque 14	91	41
Bloque 17	75	41
Bloque 10	90	35
Bloqu16	280	35,95
MDC	59	16,72
PBH	-	20,77
Tigüino	15	29,6
Ancon	14	58
Puma	11	21,1
Palanda	29	31,9
Pindo	46	28,5
Bermejo	16	24
Tivacuno	23	27,25
Promedio		31,84

Fuente: "Conveniencia para el Estado de la Renegociación de los Contratos Marginales", Wilson Pástor [3]

4.1. Cambio en el Precio del Barril de Petróleo

Para este escenario tomaremos en cuenta tres precios del barril de petróleo WTI, para hacer su análisis cada uno independiente. Tomaremos un precio aproximado de 100 USD/barril, otro optimista de de 130 USD/barril, y finalmente simularemos un escenario pesimista en el que el precio del barril del petróleo caiga a alrededor de 70 USD/barril.

4.1.1. Suposiciones. Tendremos en cuenta las siguientes suposiciones:

- El precio del crudo WTI se mantiene constante a 100, 130 y 70 USD/barril, según sea el caso, durante los 20 años del contrato.
- Las inversiones realizadas son de diecinueve millones de dólares americanos.
- La curva base de producción se mantiene constante.
- Los costos de transportación por el SOTE o por el OCP, son de 2 USD/barril.
- El costo de comercialización del crudo será de 2 USD/barril.
- La tarifa que el Estado pagará a la compañía será de 31,84 USD/barril entregado al punto de fiscalización.

4.1.2. Resultados.

Tabla 2. Resultados Económicos con Barril a 100 USD

Porcentaje de ganancia para el estado (prom)	89,53%
Porcentaje de ganancia para la empresa (prom)	10,47%
TIR	486%
VAN	
VAN @ 0%	$ 20.454.690,77
VAN @ 10%	$ 14.093.728,08
VAN @ 15%	$ 11.278.531,40
VAN @ 20%	$ 9.177.441,53

Tabla 3. Resultados Económicos con Barril a 130 USD

Porcentaje de ganancia para el estado (prom)	92,66%
Porcentaje de ganancia para la empresa (prom)	7,34%
TIR	486%
VAN	
VAN @ 0%	$ 20.454.690,77
VAN @ 10%	$ 14.093.728,08
VAN @ 15%	$ 11.278.531,40
VAN @ 20%	$ 9.177.441,53

Tabla 4. Resultados Económicos con Barril a 70 USD

Porcentaje de ganancia para el estado (prom)	81,78%
Porcentaje de ganancia para la empresa (prom)	18,22%
TIR	486%
VAN	
VAN @ 0%	$ 20.454.690,77
VAN @ 10%	$ 14.093.728,08
VAN @ 15%	$ 11.278.531,40
VAN @ 20%	$ 9.177.441,53

4.2. Cambio en el Valor de la Tarifa.

Para esta sección tomaremos las tarifas máxima de 58 USD/barril y mínima de 20.77 USD/barril presentadas en la Tabla 1. También trataremos de establecer mediante prueba y error, cuál sería la tarifa mínima en la cual la Empresa no podría pagar sus inversiones.

4.2.1. Suposiciones. Tendremos en cuenta las siguientes suposiciones:

- El precio del crudo WTI se mantiene constante a 100 USD/barril, durante los 20 años del contrato.
- Las inversiones realizadas son de diecinueve millones de dólares americanos.
- La curva base de producción se mantiene constante.
- Los costos de transportación por el SOTE o por el OCP, son de 2 USD/barril.
- El costo de comercialización del crudo será de 2 USD/barril.
- La tarifa que el Estado pagará a la compañía será de 58,00, 20,77 y 14,02 USD/barril entregado al punto de fiscalización.

4.2.2. Resultados.

Tabla 5. Resultados Económicos con Tarifa a 58,00 USD

Porcentaje de ganancia para el estado (prom)	71,70%
Porcentaje de ganancia para la empresa (prom)	28,30%
TIR	1074%
VAN	
VAN @ 0%	$ 64.116.777,32
VAN @ 10%	$ 35.571.812,38
VAN @ 15%	$ 27.921.085,17
VAN @ 20%	$ 22.662.356,09

Tabla 6. Resultados Económicos con Tarifa a 20,77 USD

Porcentaje de ganancia para el estado (prom)	94,63%
Porcentaje de ganancia para la empresa (prom)	5,37%
TIR	218%
VAN	
VAN @ 0%	$ 1.978.417,90
VAN @ 10%	$ 5.004.951,58
VAN @ 15%	$ 4.235.982,84
VAN @ 20%	$ 3.471.095,81

Tabla 7. Resultados Económicos con Barril a 14,02 USD

Porcentaje de ganancia para el estado (prom)	97,27%
Porcentaje de ganancia para la empresa (prom)	2,73%
VAN	
VAN @ 0%	- $ 9.270.911,74
VAN @ 10%	- $ 528.775,03
VAN @ 15%	- $ 51.892,25)
VAN @ 20%	- $ 3.228,50

5. CONCLUSIONES

- Este modelo presenta la alternativa de simular diferentes escenarios, debido a su facilidad en la manipulación de los datos ya que existen factores que son muy fluctuante con el tiempo como son: el precio del barril de petróleo, inversiones, etc., los cuales serán de mucha utilidad para el usuario o una empresa.

- En el nuevo modelo de contratos el precio del barril de petróleo no tiene mayor importancia para la Empresa ya que el Estado está en la obligación de pagar la tarifa pactada en el contrato por barril de petróleo producido y entregado en el punto de fiscalización, sin importar cual fuese el precio del barril de petróleo.

- En concordancia con las simulaciones efectuadas, se concluye que, para el caso tratado en la simulación de escenarios, la Empresa obtendrá ganancias si presta el servicio de exploración y explotación de hidrocarburos, sólo si la tarifa con la que se negocia el contrato es mayor a 14.03 USD/barril de petróleo producido y entregado en el punto de fiscalización

6. RECOMENDACIONES

- Los resultados obtenidos con el presente modelo, por ningún motivo deberán ser referente para comparar los modelos ya establecidos por el Estado ecuatoriano; ya que los modelos pueden ser muy diferentes en las proporciones que se le dio a los parámetros que conforman la tarifa.

- Dado que el presente trabajo es un modelo para contratación netamente teórico, y se trabajo con datos supuestos tanto de inversión como de producción y yacimientos, se recomienda realizar simulaciones con datos reales para establecer la efectividad y consistencia del modelo.

- como de producción y yacimientos, se recomienda realizar simulaciones con datos reales para establecer la efectividad y consistencia del modelo

7. BIBLIOGRAFÍA

[1] REGISTRO OFICIAL No. 244, "Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno", Quito-Ecuador, 2010

[2] AHMED TAREK, MCKINNEY PAUL, "Advanced Reservoir Engineering", Elsevier Inc., ISBN: 0-7506-7733-3, 2005.

[3] PÁSTOR WILSON, "Conveniencia Para el Estado de la Renegociación de los Contratos Marginales", Ministerio de Recurso Naturales No Renovables, Ecuador, 2011.

[4] SULLIVAN WILLIAM, WICKS ELIN, LUXHOJ JAMES, Ingeniería Económica de DeGarmo, Pearson Educación, Duodécima edición, México-Estados Unidos Mexicanos, 2004