

FACULTAD LATINOAMERICANA DE CIENCIAS SOCIALES

SEDE ECUADOR

**PROGRAMA DE ESTUDIOS: MAESTRÍA EN ECONOMÍA Y GESTIÓN
EMPRESARIAL**

CONVOCATORIA 2008 - 2010

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE MAESTRIA EN ECONOMIA Y
GESTION EMPRESARIAL**

**“LINEAMIENTOS ECONÓMICOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA
PARTICIPACIÓN DEL ESTADO EN CONTRATOS DE EXPLOTACIÓN
PETROLERA.”**

VICTOR HUGO ARIAS CHAVES

QUITO, MARZO DEL 2011

FACULTAD LATINOAMERICANA DE CIENCIAS SOCIALES

SEDE ECUADOR

**PROGRAMA DE ESTUDIOS: MAESTRÍA EN ECONOMÍA Y GESTIÓN
EMPRESARIAL**

CONVOCATORIA 2008 - 2010

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE MAESTRIA EN ECONOMIA Y
GESTION EMPRESARIAL**

**“LINEAMIENTOS ECONÓMICOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA
PARTICIPACIÓN DEL ESTADO EN CONTRATOS DE EXPLOTACIÓN
PETROLERA.”**

VICTOR HUGO ARIAS CHAVES

ASESOR DE TESIS: ECO. ALBERTO ACOSTA

LECTORES: MASTER IVAN NARVAEZ

Phd. ROSANA MORALES ORDÓÑEZ

QUITO, MARZO DEL 2011

INDICE

INDICE.....	5
RESUMEN	6
CAPITULO I	8
MARCO TEORICO	8
Contratos petroleros	8
Hipótesis	11
Sistemas tributarios	12
<i>Renta Petrolera</i>	12
Teoría de la renegociación contractual	13
CAPITULO II.....	16
SITUACION EN EL ECUADOR	16
Historia de los contratos petroleros	16
<i>Concesiones mineras</i>	16
<i>Concesiones petroleras</i>	17
<i>Contratos de asociación</i>	25
<i>Contratos de Prestación de Servicios</i> .-	27
Situación actual	36
<i>Contratos de Participación</i>	36
<i>Otras modalidades contractuales</i>	43
<i>Contratos de Campos Marginales</i> .-.....	44
<i>Contratos de Operación Especial de Gestión Compartida</i>	45
<i>Contratos de Alianzas Estratégicas</i>	45
<i>Contratos de Alianzas Operativas</i>	46
<i>Convenio de Explotación Unificada</i>	46
Propuesta de modificación	47
CAPITULO III	51
MODELO DE ANALISIS	51
Descripción de la metodología .-	51

Descripción del modelo.....	59
CAPITULO IV	70
CONCLUSIONES.....	70
BIBLIOGRAFIA.....	72
ANEXOS	74

RESUMEN

Los países subdesarrollados con una gestión económica que se basa en la actividad extractiva de sus recursos naturales como minerales e hidrocarburos, no se han beneficiado de su explotación. Las empresas privadas, concesionarias o contratistas, aprovechan de su rentabilidad, mientras que los países dueños de los recursos permanecen en la pobreza.

Es necesario que haya un reparto equitativo de las rentas que genera esta actividad entre los sectores estatal y el privado, acompañado de mejores asignaciones a los presupuestos para combatir las desigualdades e incrementar los servicios públicos y beneficios sociales, con una clara rendición de cuentas por parte del Estado (Deborah Itriago, 2009: 1)

Si bien esta actividad ha causado problemas sociales y políticos, no se puede dejar de lado el gran daño que se ha causado al medioambiente, principalmente en las áreas de influencia de las zonas sujetas a la explotación.

Desde que se inició la explotación del petróleo a gran escala en el Ecuador, en la década de los setenta, la estructura económica sufrió un cambio. En épocas anteriores se dependía de la actividad agrícola, en especial de la exportación de cacao, café y banano para luego pasar a la exportación de petróleo.

Como consecuencia del incremento de precio en esa década y la subida del volumen de explotación, el aporte petrolero llegó a representar en las exportaciones porcentajes superiores al 60%; el presupuesto del Estado se incrementó del 16 al 40%, lo que se reflejó una elevación del PIB.

Sin embargo, el Estado jamás recibió un beneficio representativo de esta actividad extrativista. Los ingresos fiscales que generó esta actividad lo convirtió al país en sujeto de crédito, lo que dio inicio al endeudamiento externo.

El informe de diciembre del 2009, de la organización internacional Oxfam, (Deborah Itriago) incluye al Ecuador entre los países que podrían utilizar mejor y adecuadamente los recursos provenientes de la explotación del petróleo y recomienda, entre otros de los mecanismos, una renegociación de los contratos con las empresas

privadas que mantienen esta actividad para incrementar la participación del Estado y mejorar el gasto público, principalmente, en educación y salud. (Déborah Itriago, 2009:3).

El presente trabajo hace un análisis de lo sucedido con este reparto durante los años de explotación petrolera y procura determinar para el futuro la participación que podría ser más justa que permita aumentar el beneficio económico para el Ecuador como fruto del desarrollo de esta actividad.

CAPITULO I

MARCO TEORICO

Contratos petroleros

La explotación de recursos naturales no renovables, principalmente el petróleo, para los países subdesarrollados que los poseen, ejerce una influencia grande en sus economías.

Los capitales que se requieren para la actividad exploratoria, principalmente para encontrar y definir el volumen de sus reservas, son cuantiosos y más que nada corren el riesgo de perderselos.

Las inversiones están sometidas a la incertidumbre ya que son situaciones en donde las probabilidades de éxito son desconocidas o no pueden ser estimadas y esto hace que el riesgo sea alto.

En Latinoamérica estos recursos no renovables son de propiedad de los estados; pero, estos no pueden explotarlos por sí mismos ya que sus ingresos económicos deben destinarse a atender necesidades sociales y no cabe desviarlos a inversiones de riesgo.

Son actividades que utilizan altas tecnologías y cuentan con el servicio, apoyo y soporte de empresas especializadas; entonces, surge la necesidad de acudir a la contratación de compañías privadas que se dedican a la exploración y explotación dando origen a una relación contractual entre un Estado y una firma operadora en la que se deben considerar variables que definan los derechos, deberes y las obligaciones entre las partes.

La contratación petrolera es una modalidad que relaciona al Estado con una empresa petrolera privada, o pública, para explorar hidrocarburos y explotar petróleo o gas.

En los contratos se deben considerar varios aspectos como: las áreas sujetas a exploración y explotación, manejo ambiental, períodos para cada etapa, transporte, impuestos, tributos, contribuciones, aranceles, garantías y seguros, leyes aplicables, arbitrajes; pero, la base del contrato es el aspecto económico, el cual tiene que ver con las participaciones y tasas de las regalías o aportaciones al Estado.

Es importante estimar el volumen de hidrocarburo existente en el subsuelo y su tasa de recuperación con el propósito de definir la “división de la renta petrolera, división del riesgo exploratorio, división del riesgo de producción y precios y cuidado técnico del campo hidrocarburífero” (Medinaceli, 2010, Introducción).

Existen varias modalidades de contratos que pueden agruparse en: (i) contrato de concesión, donde el operador tiene la obligación de entregar al Estado regalías y pagar impuestos; (ii) contrato de prestación de servicios, donde el operador recibe un pago, en efectivo o en especie, fruto de la venta por parte del Estado del crudo producido para cubrir sus inversiones y sus costos de operación; (iii) contrato de participación o gestión compartida, donde el operador del campo puede recuperar sus inversiones y costos de operación antes de dividir los ingresos, en crudo o en especie, con el Estado.

En toda relación contractual es importante tener presente la propiedad del hidrocarburo. En los países anglosajones es parte integral del suelo o superficie, donde se le conoce como anexión o accesorio; en cambio, en los países que utilizan como base el derecho romano-francés se utiliza el concepto de regalía.

En el caso ecuatoriano, el subsuelo pertenece al Estado y esto le da una primacía en la participación, ya que al ser propietario decide sobre la comercialización una vez explotado, mientras que el riesgo de la inversión durante la exploración generalmente la asume la empresa; sin embargo, esta participación es lo que hay que definir claramente en una relación contractual.

En la presente investigación se trata entonces de analizar las relaciones económicas entre las partes: inversiones, aportaciones, flujos, responsabilidades, obligaciones, tasas e impuestos para definir los valores económicos de las participaciones en los contratos entre el Estado y una empresa privada o estatal.

Como objetivo específico, se procura conocer la rentabilidad que podrían conseguir las empresas contratistas, según la inversión de riesgo, más sus costos y gastos para las operaciones.

Analizar el aporte del Estado con sus reservas y la rentabilidad que podría obtener mediante regalías, participaciones, tasas e impuestos para determinar su beneficio en las modalidades contractuales más utilizadas últimamente.

Para desarrollar el tema se acudirá a las consultas señaladas más adelante que nos conducirán a conocer los problemas que existieron y los perjuicios (Llanes, 2006: 38) que se causó al Estado ecuatoriano por su baja participación.

Se acudirá al uso de procedimientos usualmente aplicados en la industria petrolera como el descuento del flujo de efectivo para conocer la Tasa Interna de Retorno, (TIR) y el Valor Presente Neto, (VPN) y procurar determinar los beneficios que se puedan obtener para mejorar las participaciones.

- Consultar algunas publicaciones de autores ecuatorianos donde se analiza el sistema de contratación empleado en el Ecuador.
- Indagar los datos y valores económicos que se señalan en las leyes de hidrocarburos que existieron en el país en años anteriores y sus reglamentos de aplicación que originaron las modalidades contractuales señaladas hasta llegar a la ley actual.
- Revisar algunos de los contratos firmados bajo las diferentes modalidades para estudiar si se cumplió con lo señalado en la ley y sus reglamentos y conocer el beneficio que recibieron el Estado y las compañías contratistas.
- Consultar la teoría de contratación que analizan las diferentes modalidades en donde se recomienda los incentivos que son convenientes para los proveedores de bienes o servicios.
- Examinar otras publicaciones que hacen observaciones sobre las condiciones de inversiones estratégicas y de los proyectos de exploración y explotación que realizan las empresas privadas en países con regímenes legales, políticos y económicos diferentes y que afectan el desarrollo de los proyectos.

Con estos datos, valores y variables determinar la connotación entre las partes para procurar establecer la relación económica, base de una modalidad contractual que podría permitir un mayor beneficio para el Estado y el incentivo para el inversionista privado.

De lo sucedido con los diferentes gobiernos y las acciones que han tomado con respecto a las modalidades contractuales, lleva a plantear algunas preguntas, cuyas respuestas conducirán a determinar participaciones ventajosas para el Estado ecuatoriano:

1. ¿Cuál fue el motivo para el cambio de modalidad de los contratos vigentes?
2. ¿Por qué se consideró que el Estado ecuatoriano fue perjudicado en las modalidades firmadas?
3. ¿Por qué las modalidades contractuales aplicadas fueron desventajosas para los intereses del Estado?
4. ¿Se podrían obtener mayores beneficios para el Estado en las modalidades vigentes en la Ley de Hidrocarburos?
5. ¿Podrían determinarse beneficios para un contratista de tal manera que se promoció más inversiones privadas?

Hipótesis

Varias son las modalidades de contratación que se han aplicado en la relación contractual entre el Estado y las empresas que han explotado los hidrocarburos e igualmente diferentes han sido los porcentajes que ha recibido el Estado en calidad de regalía, participación o aporte.

El estudio trata de averiguar si el Estado recibió una mayor participación para beneficio de sus ingresos fiscales como dueño de los recursos naturales.

El planteamiento trata de justificar que se puede utilizar cualquiera de las modalidades contractuales existentes en la Ley de Hidrocarburos vigente para lograr incrementar la participación en la renta petrolera que recibe el Estado y brindar incentivos al inversionista privado, siempre y cuando se determine los porcentajes que entreguen mayores ingresos económicos para beneficio del Estado.

El tema de la investigación está orientado a introducir un mecanismo que permita, dentro de la Ley de Hidrocarburos, establecer términos económicos que

faciliten un trabajo sustentable, racional, fluido y continuo de la explotación de los hidrocarburos.

Sistemas tributarios

Renta Petrolera

Renta no es sino el ingreso menos los costos, en el concepto más sencillo; en el caso del petróleo, es aquel ingreso que se recibe por el excedente de la producción petrolera vendida en el mercado y a precio internacional descontados los costos de producción.

Entendida la tributación como una obligación de cumplimiento forzoso, para las personas y las sociedades, del pago de impuestos como fuente de los ingresos públicos que sirven para financiar las actividades de un Estado.

En el país el pago de tributos sobre esta renta constituye una de las principales fuentes de ingreso del Fisco para financiar las finanzas públicas.

Algunos analistas han efectuado observaciones sobre el tema de la participación en la renta petrolera que ha recibido el Estado, señalando que ha habido un perjuicio; pero, no existen estudios que recomienden formas de participación más favorables para el Estado y propongan incentivos para el capital privado en los contratos.

La renta que percibió el Estado tenía un sistema de repartición de los ingresos provenientes de las exportaciones petroleras que facilitó que otras organizaciones sectoriales, clasistas y especiales recibieran esas rentas directamente del Banco Central sin esperar que el Fisco las transfiera.

Cuando se instituyó la participación de la renta petrolera a entidades ajenas al Estado central, ésta provenían de: venta de petróleo (30.8%), derivados (15%), fuel oil (10.8%), regalías (28.4%), impuestos (14%) e ingresos menores: derechos superficiarios, utilización de aguas y materiales, tasas de servicio, tasas de cambio de divisas y otros (1% del total).

También se distribuían a través de asignaciones del Presupuesto General del Estado. Lo manejaban expertos del Ministerio de Finanzas y del Banco Central. “La

renta petrolera llegó a ser parte indispensable del Estado que alimentaba con petrodólares a todas las prolongaciones” (Gordillo, 2005: 214).

Teoría de la renegociación contractual

En los contratos de participación existe una cláusula (la 15.2), mediante la cual se permite la negociación y suscripción de contratos modificatorios previo acuerdo entre las partes. Cuando se haya cambiado el sistema tributario o cuando, por motivos previstos en el contrato, sea necesario restablecer la economía del contrato.

Se hace necesario entonces negociar los contratos para continuar con el esquema productivo para mantener altos los índices de la producción de hidrocarburos, tanto para satisfacer los requerimientos de productos limpios para el aparato productivo y energético interno del país como para mantener la estructura económica del contrato.

Para esto es indispensable lograr acuerdos, mediante negociaciones exitosas en las cuales se alcance buenos resultados.

El economista italiano Vilfredo Pareto señaló que “a la medida de un resultado óptimo como la situación en la que a nadie le podía ir mejor sin que a alguien le vaya peor, en tanto, alguien puede mejorar su resultado sin perjudicar a otro” (CMI, 2008:).

Existen varias recomendaciones y teorías para una negociación exitosa, una de ellas es el observar las siete estrategias que utiliza el Centro de Mediación Internacional de Universidad de Harvard (Fisher & Ertel, 1995: 21).

El Estado debe tener claras alternativas, analizándolas e investigando todas, inclusive considerando la posibilidad de retirarse si no se llega a un acuerdo. Ninguna de las partes deberá convenir en algo que no sea peor para ella que su MAAN ¹

Las necesidades, inquietudes, deseos, esperanzas y temores, conocidos como los intereses, deben ser tomados en cuenta para llegar a un acuerdo que a futuro será mejor en la medida que satisfaga los intereses de las partes.

¹ Mejor Alternativa a un Acuerdo Negociado

Toda la gama de posibilidades que tengan las partes, considerando sus opciones serán útiles para llegar a un acuerdo.

Un acuerdo es mejor en la medida que a cada parte le parezca justo, con una reciprocidad para lo cual se debe observar los factores externos como son el marco legal, los reglamentos, prácticas habituales, estándares de la industria y principios de aceptación general. La persuasión se debe utilizar con habilidad para demostrar que la cantidad “x” será equivalente a la “y”.

Se logra a la final compromisos que no son sino planteamientos verbales o escritos, que especifican lo que una de las partes hará o dejará de hacer.

La negociación eficaz requiere de una efectiva comunicación bilateral. Un resultado es mejor si se logra con eficiencia, sin perder tiempo y esfuerzo.

Uno de los resultados más exitoso es cuando las partes hayan mejorado su capacidad para trabajar en forma conjunta; es decir manteniendo buenas relaciones. Si se negoció bien se debe continuar haciéndolo, con eso se logra resolver las diferencias.

Una buena experiencia de negociación es aquella que se vivió con la operadora del bloque Tarapoa²

El grupo planteó el cambio de modalidad contractual de asociación a participación luego de haber operado el campo por un período de 20 años. Propusieron continuar operando el campo por algún tiempo adicional similar al que lo había hecho hasta la fecha, para lo que ofrecieron invertir para hacer exploración adicional y descubrir nuevos yacimientos para incrementar las reservas y aumentar la producción.

Uno de las posibilidades era no aceptar la propuesta, dejar que termine el contrato, esperar la devolución del campo y sus instalaciones y a futuro podía convertirse en un campo marginal.

Luego de seguir algunos procedimientos legales de rigor se analizaron las alternativas y una de ellas fue el retirarse de la negociación como mejor opción a un

² Campo que era operado por City Investing Co. que había firmado un contrato de asociación en 1973

acuerdo negociado. Esa fue la posición del Gobierno con la recomendación del Comando Conjunto.

Posteriormente, se aceptó negociar y manteniendo una buena comunicación se consiguió satisfacer los intereses de las partes, se lograron acuerdos y se adquirieron compromisos como: continuar con el contrato, descubrir e incrementar reservas y aumentar la producción como condición fundamental, el pago por parte de la compañía por el uso de las instalaciones que debía devolver al terminar su contrato luego de tres años. No se aceptaron algunas ilegalidades propuestas y se respetó el principio de legitimidad.

La condición importante fue aquella referente a la participación del Estado en función del precio internacional del crudo: cuando este supere los USD17,00/barril la alícuota sea del 50% para cada una de las partes.

Así se consiguió mayor rentabilidad para el Estado, tanto por el descubrimiento de nuevas reservas como por el incremento de la producción y por el reajuste del porcentaje de la participación. Se construyeron nuevas instalaciones y luego se remediaron campos contaminados. El campo continúa con una buena producción luego de 15 años de ese cambio, (se logró un incremento de un 1010%) .

Las relaciones a futuro han sido fluidas y quizá es una de las pocas empresas que ha continuado con las negociaciones que el Gobierno ha planteado últimamente.

CAPITULO II

SITUACION EN EL ECUADOR

Historia de los contratos petroleros

Concesiones mineras

Desde los inicios de la conquista de América, la corona española siempre demostró su interés por la minería.

El virrey de Toledo expidió sus ordenanzas mineras en 1574 (Gordillo, 2005:19) con los principios generales de que las minas eran propiedad del Rey.

En 1783 se expidieron las “Reales Ordenanzas para la Minería de la Nueva España”, en donde se trataba del dominio de las minas, de la concesión, modo de adquirirlas, registros y el derecho de pago de “los derechos justos” por su explotación (Aráuz, Arregui, Tandazo, 1972: 15).

Se entregaban las tierras para explotación con derecho de propiedad para un período de 30 años con la obligación del pago de los tributos, bajo la modalidad de regalías, para quien era el dueño de las tierras. Luego de ese tiempo de explotación las tierras se revertían a la corona.

A los españoles se les concedían la explotación minera por la cual debían iniciar los pagos de tributos con el diezmo (10%), con un pago incremental hasta un quintil (20%), de la explotación.

Al terminar la época independentista, aún en el marco de la Gran Colombia, Simón Bolívar mediante un decreto expidió el reglamento sobre minas, en el que señalaba que “las minas de cualquier clase corresponden a la República” (Acosta, 1995: 18).

Se concedió la exoneración del servicio militar obligatorio a quienes se dedicaban a la explotación minera (1828).

Mediante un decreto (octubre 24 de 1829) se expidió el reglamento que regulaba el descubrimiento y denuncia, reglas para la explotación de las minas, los jueces y procedimientos (Aráuz, Arregui, Tandazo, 1972: 20).

Se concedía la propiedad y la posesión a los ciudadanos que la pedían (Gordillo, 2005: 21), quienes debían pagar treinta pesos a la tesorería de la provincia para cubrir el establecimiento de una cátedra de Minería y Mecánica.

Promovía además el fomento de la minería (1830), permitiendo la participación por medio de la suscripción de acciones de quinientos pesos cada una para crear un fondo para este fin (Aráuz, Arregui, Tandazo, 1972: 39).

En la era republicana (1837) continuaron reactivando la actividad minera, las minas seguían siendo de propiedad del Estado; pero, entregaban a cualquier ciudadano que las declaraba, eliminaron el decreto del pago de los treinta pesos y redujeron a la mitad los derechos de los aranceles y quedaban exentos de los pagos durante un período de 30 años.

Concesiones petroleras

En el Ecuador, luego de las concesiones mineras se derivó a concesiones petroleras por la presunción de existencia de bitúmenes y sustancias hidrocarburíferas en el subsuelo.

Los primeros indicios de la existencia de petróleo fue la utilización por parte de los indígenas de un producto para iluminación, calafateo de las embarcaciones de navegación e incluso tratamientos medicinales y curativos.

En 1878 se entregó la explotación de sustancias bituminosas: petróleo, brea y querosene en la parroquia de Sta. Elena; mediante un arrendamiento al Sr. S.G. Mier y Cía. por 20 años y no se podía conceder a otras empresas en la misma zona (Gordillo, 2003:25).

El concesionario pagaba 22000 pesos trimestrales por anticipado y podía exportar libremente sus productos. Al terminar el período debía entregar todo a favor del Estado. Esta concesión terminó en 1896 y pasó luego a poder de otro concesionario: Ramón Flores O.

Se emitió el Código de Minería en 1886, de acuerdo con el Código Civil de 1860, que señalaba que las minas (de petróleo, carbón y demás fósiles) en las entrañas de la tierra, eran del Estado, a pesar de la propiedad de los particulares sobre la

superficie. Aunque en el Artículo 2 señalaba que podían pasar a perpetuidad a los particulares, lo que creó algunas incertidumbres y contradicciones (Aráuz, 209, 212).

A principios del siglo XX, cuando comenzaba la actividad petrolera en el país se estableció el arrendamiento como modalidad contractual, la extensión del área se basaba en el “fundo petrolero” que tenía una superficie de 4 hectáreas: para el caso de contrato³ era de 100 fundos petroleros, 400 hectáreas; y, para el caso del denuncia⁴ era de 20 fundos, 80 hectáreas.

En 1911 se produjo la llegada del primer taladro a percusión para la compañía perforadora Mine, Williamson & Co., que tenía varios terrenos en arrendamiento para una duración de 20 años en la península de Santa Elena y se iniciaron las perforaciones. (Gordillo, 2009:31).

Comenzó la actividad petrolera en el país cuando la compañía petrolera de origen inglés Anglo Ecuadorian Oilfields Ltd., inició la exploración bajo un contrato de arrendamiento.

Recibió como traspaso, en 1923, de Mine, Williamson & Co. las parcelas concesionadas que le permitió explorar hidrocarburos en la península de Santa Elena.

Una vez localizados y encontrados los hidrocarburos, los explotaron; luego se procedió al cambio de modalidad de Contrato de Concesión.

En la primera mitad del mismo siglo se entregaron grandes extensiones de tierras para la exploración de hidrocarburos a personas naturales y compañías tanto nacionales como extranjeras utilizando la modalidad de la concesión.

Varias han sido las experiencias del establecimiento de las obligaciones tributarias. Exigían pagos de regalías que estaban alrededor del 6% e impuesto a la renta con porcentajes del 8% sobre las utilidades.

En 1921 se expide la Ley sobre yacimientos o depósitos de hidrocarburos en lugar del Código de Minería de 1886; en esta ley se identificaba a los hidrocarburos

³ Cuando se entregaba una propiedad en arrendamiento para la explotación

⁴ Cuando el interesado en explotar un campo denunciaba la presencia de minas en esa zona para conseguir la autorización respectiva

como “formaciones depósitos subterráneos de aceites minerales como petróleo, gases naturales desprendidos, asfaltos, ceras y demás derivados” en la que se señalaba que el Estado era propietario de los hidrocarburos y podía conceder en arrendamiento por un período máximo de 40 años, prorrogables por 10 años adicionales.

Otras compañías como Anglo Oriente, Sun Oil, Anglo Península y Cautivo, entre otras, obtuvieron concesiones en Daule, Manabí y Esmeraldas; pero, no encontraron crudo. Por estos resultados negativos las compañías perdieron interés en explorar en Ecuador; solamente Anglo quedó con resultados positivos en las cuencas sedimentarias de la Costa.

En la ley sobre yacimientos o depósitos de hidrocarburos (1921) se estableció un pago de regalías entre el 5 y el 12% del producto bruto de la explotación que podía ser cancelado en dinero o en especie.

El arrendatario debía pagar además hasta un sucre (S/.1) la hectárea de derechos superficiarios por el uso del suelo. Se concedió además la exención total de pago de impuestos fiscales y municipales así como de tasas aduaneras (Gordillo, 2005:33; Aráuz, 2009:214).

En la primera mitad del siglo XX fue establecida la Ley de Petróleo de 1937. Se introdujo la concesión dejando atrás el arrendamiento utilizado a partir de 1921 ya que fue derogada la ley que lo regía.

La Ley de Petróleo expedida en 1937 por Federico Páez, mencionaba que “los hidrocarburos son un dominio inalienable e imprescriptible del Estado” y que la industria del petróleo en las etapas de exploración, explotación y almacenamiento se lo declaraba de utilidad pública.

La obligación del pago por obras de compensación, trabajo social y obras de infraestructura en las comunidades del área de influencia en un monto de S/.1 500 000, en partes, durante siete años. Se le otorgó una exoneración de pago de todos los impuestos fiscales y municipales, así como de tasas aduaneras y se prohibía establecer cualquier tasa o impuesto sobre la compañía (Gordillo, 2005:88,89).

En esta ley se señalaba que el Estado tenía dominio directo sobre las fuentes del petróleo, hidrocarburos gaseosos y los depósitos de ozabarita⁵, asfalto y toda mezcla de hidrocarburos.

Tenía las siguientes características y condiciones:

- En el caso de concesiones por contrato: duración de hasta 40 años, con una prórroga de 10 años, excluidos los estudios de exploración que se consideraban de 5 años.
- En el caso de concesiones por denuncia: duración de hasta 20 años con una prórroga de 5 años y excluidos los estudios que se estimaban en 2 años.
- Derechos superficarios con una escala gradual que iniciaba con 0,20 hasta llegar a 1, sucre por hectárea por año luego del quinto año en adelante.
- Primas de entrada, pago por compensación, regalías que estaban entre el 12 y 16%, dependiendo del volumen de producción y los aportes en obras de compensación.
- Se debía entregar una caución, (garantía o fianza) de 10 000 sucres más 100 por cada hectárea concesionada durante la exploración.

Las empresas debían pagar el impuesto a la renta, el impuesto sobre las ventas y otros, tributos y alcabalas que estuvieren vigentes en el país, además tenían que pagar el 8% sobre la gasolina natural que obtengan de los gases (o el triple de lo que se fije para el petróleo crudo) y el 5% del barril por tarifa vigente para el transporte por oleoducto; pero, gozarán de liberación aduanera y de los impuestos que no se fijaran en esta ley.

En aguas marinas la regalía se redujo al 9%.

Los contratistas podían comprometerse a realizar obras de compensación, a cambio de este pago.

La inversión a realizar se fijaba en cada contrato, al igual que el plazo.

Las regalías se cobraban de acuerdo con la distancia entre el centro de recolección y el puerto de embarque: 11% cuando la distancia era menor a 50 km y disminuía hasta el 5% cuando la distancia era mayor a 600 km.

⁵ Quizá se refieren, según el diccionario de la Real Academia de la Lengua a la "baritina": sulfato de barita que se encuentra en los filones metalíferos y se usa en la industria química y pinturas, es un sinónimo de espasto pesado

El pago se podía efectuar en especie o dinero considerando el producto neto explotado. Si este pago era mayor a 5 000 sucres en el caso del contrato o mayor a 500 en el de denuncia se podía pagar con obras de compensación.

Distancia (km)	Regalías (%)	Característica							
0 - 50	11	Del producto neto explotado, descontando lo utilizado en los propios trabajos							
50- 100	10	“	“	“	“	“	“	“	“
100 - 150	9	“	“	“	“	“	“	“	“
150 - 200	8	“	“	“	“	“	“	“	“
200 - 300	7	“	“	“	“	“	“	“	“
300 - 600	6	“	“	“	“	“	“	“	“
Superior a 600	5	“	“	“	“	“	“	“	“

No se podía otorgar concesiones a gobiernos extranjeros, corporaciones que dependan de ellos y a extranjeros que no se hayan domiciliado en el Ecuador (Aráuz, Arregui, Tandazo, 1972: 213-216)

Se continuó entregando tierras en la península de Santa Elena y en las provincias de Azuay y Manabí.

Anglo Ecuadorian Oilfields tenía la extensión más grande en la península⁶, convirtiéndose en la principal compañía petrolera del país (Aráuz, 2009: 217).

Luego la compañía Anglo se acogió al reconocimiento de los derechos adquiridos que señalaba el Artículo 48 de esta ley para continuar con la situación de lo firmado con la ley de 1921. Aunque se firmó un nuevo contrato con esta nueva modalidad en 1941, los mismos que fueron unificados en 1956 por lo que controlaba toda la producción petrolera país.

También se adjudicaron tierras en la Región Amazónica a la Royal Dutch Shell a través de Anglo Saxon, que se asoció con la Standard Oil, las cuales luego de la

⁶ Extensión superior a las 9.200 ha

exploración encontraron crudo pesado en volúmenes y calidades que no eran comercialmente explotables para aquella época, razón por la cual se retiraron (Aráuz, 2009:229).

Bajo esta modalidad se firmaron contratos en otras regiones del país: Manabí, Cañar, Azuay, Esmeraldas, Atacames, Daule, Sto. Domingo de los Colorados, El Oro, Los Ríos, Loja y Cotopaxi, sin resultados positivos.

En Santa Elena se firmó contratos con las compañías Anglo Ecuadorian Oilfields Ltd., Carolina Oil Co., Petrópolis Oil Co. Concepción Ecuadorian Oilfields Ltd., International Petroleum Co. y Ecuador Oilfields Ltd.

La experiencia que tuvo el país en los diferentes gobiernos con la entrega de áreas para las concesiones no fue nada positivo, especialmente con el área de 4 350 000 hectáreas entregada a la Compañía Minas y Petróleos en 1 961 en la Amazonía, en la zona limítrofe con Colombia, ya que esta compañía podía entregar y vender parte del área recibida a otras firmas (Gordillo, 2005: 78).

Lo más negativo fue la concesión que se entregó de un área a explorar en el golfo de Guayaquil en 1967 a varias personas que no cumplían ningún requisito técnico y tampoco tenían solvencia económica, incluso los llamaron “los ilustres desconocidos” quienes a su vez de forma inmediata traspasaron la concesión a otras empresas extranjeras, algunas relacionadas con la industria hidrocarburífera, entre ellas la mayoría estaban asociadas en el consorcio ADA.

En esta concesión se cometieron muchos delitos: falsificación de firmas, suplantación de personas y utilización dolosa de documentos falsos, falsedad de documentos públicos

Un grupo de cuatro profesores de la Universidad Central denunciaron este ilícito en el Congreso Nacional y presentaron denuncias en la Corte Suprema de Justicia⁷ estas ilegalidades y fue la base para el inicio del proceso judicial.

⁷ El 16 de julio de 1972

En aquel entonces el nuevo gobierno de Guillermo Rodríguez Lara emitió un decreto ejecutivo⁸ en el que con 16 considerandos decretó la nulidad absoluta del procedimiento de adjudicación de las concesiones y los respectivos contratos hidrocarburíferos en el Golfo de Guayaquil y las correspondientes escrituras públicas.

Derogó los decretos publicados en la edición extraordinaria del registro oficial 315 y los Acuerdos Ministeriales expedidos por el Ministerio de Industrias y Comercio de aquel entonces que autorizaron las concesiones y declaró de nulidad absoluta los traspasos de estas áreas.

Declaró “revestidas al Estado las áreas del Golfo de Guayaquil otorgados mediante los contratos de concesión sin que los concesionarios ni terceros conserven ni puedan reclamar al Estado derechos de naturaleza alguna sobre dichas áreas, ni indemnizaciones por ningún concepto”.

Finalmente ratificó la competencia de los tribunales especiales de Quito⁹ para que investiguen las irregularidades y delitos perpetrados y la determinación de responsabilidades y el juzgamiento correspondiente de los funcionarios y demás personas que hayan intervenido en el proceso de concesión, contratación, autorización de traspasos y ratificación de las concesiones en las áreas del Golfo de Guayaquil.

En cumplimiento de lo señalado en el decreto el Segundo Tribunal Especial de Quito luego de nueve meses de investigación y análisis dictó sentencia¹⁰ para 23 personas: condenatoria para 16 personas con órdenes de prisión de entre uno y nueve años para las personas que intervinieron en estos ilícitos, cuatro de ellos estuvieron prófugos, uno asilado en Venezuela y retornaron una vez que prescribió la sentencia y fue absolutoria para las siete personas, cuatro de las cuales fueron quienes solicitaron inicialmente la concesión de las áreas del Golfo de Guayaquil, ya que en su condición fueron manipuladas por personas interesadas en conseguir los traspasos (Galarza 202; 1973).

⁸ Decreto 1931, R.O.197 de 4 de Diciembre de 1972,

⁹ Tribunales creados con Decreto Ejecutivo 618 el 1º de julio de 1972

¹⁰ El 14 de Septiembre de 1973

Esta ley¹¹ fue reformada posteriormente en los años: 1938, 1943, 1944, 1945 y codificada en 1961 (Aráuz, 2009:224).

Con una reforma en 1.965 se logró que las compañías interesadas en obtener concesiones estén obligadas a demostrar antecedentes petroleros, capacidad técnica y solvencia económica.

Posteriormente, estas condiciones fueron modificadas con el decreto-ley 1464, expedido en 1965 que reformó la ley de Hidrocarburos: allí se introdujo la limitación en el área entregada en concesión en la Amazonía a menos de 250 000 hectáreas, ya que se acostumbraba dar extensiones que sobrepasaban el millón de hectáreas, se le había entregado inicialmente a Texas Petroleum Company 1 430 00 hectáreas.

En mayo de 1964 se firmó un contrato con el Consorcio Texaco-Gulf, que cedió sus derechos a Texaco del Ecuador C.A. y a Gulf Ecuatoriana de Petróleos S.A. para 58 años y contemplaba el pago de regalías entre el 5 y 11%, dependiendo de la distancia entre el sitio de recolección y el puerto de embarque, que realmente representó el 6%.

Luego se incrementaron las regalías a 18.5%, se exigía un pago de derechos superficarios de S/0,13/hectárea/año¹², pago de impuesto a la renta que inició con el 14%, luego se incrementó al 23% del capital remesado al exterior y terminó con el 87.31% una vez que se aplicó una resolución de la OPEP de incrementar el monto de este concepto a estos niveles.

La firma de este contrato pasó a ser el más significativo; pues, los resultados positivos son conocidos por la historia petrolera del país y a partir de este éxito se dieron más concesiones en la Amazonía.

El gobierno militar de Rodríguez Lara dispuso que del precio de venta de cada barril de petróleo, que era de USD2,50/barril, el Estado participará con USD1,29 (representaba el 51.6%). Pero comparando con el precio neto que era de USD2,05, una vez descontado el costo de producción fijado en USD0.45, la participación real fue del 63%.

¹¹ Ley de Petrleo de 1937

¹² Sucre por hectárea por año

Adicionalmente debían pagar timbres, tasas de vigilancia, tasas portuarias y otras de servicios que lo convertía en un porcentaje igual al 66% y la compañía recibía el 34%¹.

Mientras el Ecuador era miembro de la OPEP, esta resolvió recomendar a sus países miembros el establecimiento de tasas de impuesto a la renta, por lo que se subió a 58.83%, posteriormente se disminuyó a 53.08%. En 1974 se incrementó nuevamente a 85%. Fijaron en 71.42%; pero para 1.977 pasaron a 87.31% y así se mantuvo por algunos años hasta su terminación.

El período de explotación se redujo de 40 a 20 años, con posibilidad de prórroga de 10 años.

En julio de 1974 se cambió la modalidad de este contrato a un contrato de asociación cuando la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) adquirió la participación de Gulf Co. en el 25% de los derechos y acciones del consorcio, dando origen al consorcio CEPE-Texaco-Gulf.

Luego CEPE adquirió el 37.5% del consorcio (hitos de la industria petrolera: 1976:6-7) quedando con una mayoría de participación accionaria del 62.5% del consorcio CEPE-Texaco.

Contratos de asociación

En 1971 se emite una nueva Ley de Hidrocarburos, derogó la de 1937, suprimió la concesión e introduce nuevos modelos: asociación y de economía mixta, manejados por la Empresa Estatal de Petróleos, por lo que se crea la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, (CEPE), (junio 23 de 1972).

Se renegociaron los contratos con las compañías que cumplían las condiciones de capacidad técnica, solvencia económica y experiencia petrolera.

El consorcio Texaco - Gulf entró en producción.

El contrato de asociación es una modalidad contractual en la que Petroecuador participa con derechos sobre áreas, yacimientos, hidrocarburos y otros de su patrimonio;

la empresa asociada contrae, por su parte, el compromiso de efectuar las inversiones acordadas por las partes contratantes (Fuentes para la Historia del petróleo en México, 2007).

Se estipulan órganos directivos y de administración, que fueron en partes iguales entre el Estado y la empresa, además hubo un delegado del Comando Conjunto en calidad de observador por el tema seguridad nacional.

El plazo de contratación se definió en 35 años

Esta ley no entró en vigencia sino hasta el 6 de abril de 1973 fecha en la cual se publica el decreto No. 430 donde se emiten las bases para este nuevo tipo de contratación que reemplazan a los de concesión.

El 23 de octubre de ese año se firma el primer contrato de este tipo para llevar a cabo exploración y explotación de hidrocarburos en la Región Amazónica, con el consorcio formado por las compañías Cayman - City Investing Co. y Southern Union Production que luego se llamó Cepco y City Investing, otorgando áreas que había devuelto el consorcio Texaco-Gulf.

Tuvo una producción de 2 000 000 barriles por año, posteriormente (1997) pasó a manos de una empresa canadiense, Pacalta Resorces Co. Ltd., que la convirtió en una de las de mayores perspectivas de la industria, ya que incrementó la producción en 1010%, de 4750 a 48000 BPD.

El 24 de noviembre de 1973 se otorga a OKC con Cayman otro contrato bajo esta modalidad para un área en la Amazonía (Gordillo, 2005: 137)

Las regalías fueron incrementadas a 16% de la producción, derechos superficarios S/.100/ha/año. Antes de cada exportación la Compañía. debía depositar 15% de los impuestos aplicables a la exportación. 16% por regalías y 44.4% del impuesto a la renta. (Incautaciones de divisas y retenciones anticipadas).

En los contrato de asociación se establecen el pago de primas de entrada, derechos superficarios, pago de obras de compensación y regalías entre el 12 y el 16%, dependiendo del volumen de producción. La compañía debe rendir cauciones para garantizar el cumplimiento de las obligaciones.

Contratos de Prestación de Servicios.-

En agosto de 1982 se expidió la Ley No. 101¹³ que modificó la Ley de Hidrocarburos de 1978, la cual disponía el paso de contratos de concesión a contratos de prestación de servicios. A continuación se expidió la Ley 102, en donde se complementaba la Ley 101, en ella se señala disposiciones tributarias para los contratos de prestación de servicios.

Es una modalidad contractual en la cual las personas nacionales o extranjeras, previa y debidamente calificadas, se obligan para con Petroecuador a realizar con sus propios recursos económicos servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo capitales y utilizando equipos, maquinarias y tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados; en consecuencia, asume el riesgo minero durante el período de exploración.

El contrato no otorga derechos reales al contratista sobre las áreas ni sobre los hidrocarburos, áreas y producción de los que es propietario el Estado ecuatoriano (Fuentes para la Historia del petróleo en México, 2007).

En 1983 se convocó a varias rondas de licitación internacional (1ª a 6ª.), se presentaron 28 empresas y se firmaron 13 contratos. A la fase de explotación solamente pasaron siete empresas (Occidental, Oryx, Conoco, Elf, Braspetro, Arco y Tripetrol). No pagaban regalías, el impuesto a la renta estaba en el 44.4% y luego al 25%. Con la recuperación de la venta internacional del crudo producido, Petroecuador se comprometió a pagar las inversiones, los costos y gastos y la tasa de servicio facturadas por los contratistas.

Se publicó también el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas¹⁴

En la nueva modalidad de la Ley de Hidrocarburos¹⁵ se señala que solo cuando el prestador de servicios encuentre hidrocarburos comercialmente explotables tendrá derecho al reembolso de sus inversiones, costos y gastos y el pago por sus servicios.

¹³ Ley 101, Registro Oficial 306 del 13 de agosto de 1982

¹⁴ Registro Oficial 681 del 8 de mayo de 1987

¹⁵ Codificación de la Ley No. 2967, Octubre de 1988, Registro Oficial No. 711 de 15 de noviembre de 1978

En febrero de 1983 se expide el Decreto Ejecutivo 1502, en el cual se publica el Reglamento para el Sistema Especial de Licitación y se crea la Unidad de Contratación Petrolera (UCP) para que se encargue del manejo y administración de los procesos licitatorios para esta modalidad contractual y en junio del mismo año se expiden las Bases de Contratación.

Seguidamente se emitieron las bases de contratación para iniciar con los procesos licitatorios¹⁶, las que se reformaron con otro decreto ejecutivo¹⁷, para iniciar los procesos licitatorios, luego de 11 años de no haberlos convocado.

Estos contratos tenían períodos de 4 años para la exploración, prorrogables por 2 años más; el de la explotación tenía una duración de 20 años, prorrogables por 5 años más, pudiendo completar hasta 31 años en total. Dentro del período de explotación se incluía un período de 5 años para el desarrollo del campo.

En este tipo de contratos una vez que la empresa declaraba la comercialidad¹⁸ de un campo tenía derecho a que se le reembolse las inversiones, los costos y gastos y una tasa por servicios.

Existía un Comité de Administración que era un órgano de administración para el cumplimiento de las funciones establecidas en el contrato, estaba conformado por cuatro integrantes: dos representantes de CEPE y dos representantes de la contratista

Se definieron los costos de CEPE: producción, transporte, comercialización, los que se debían deducir del ingreso bruto total que genere el contrato antes de efectuada la distribución.

- . De producción; reembolsos de las inversiones costos y gastos y pago por tasa de servicios hechos por CEPE a la contratista.
- . De transporte por ductos principales desde el centro de fiscalización hasta las terminales de exportación o centros de industrialización.
- . De comercialización, incurridos por CEPE para la venta en el mercado interno y externo.

¹⁶ Decreto Ejecutivo N° 1747 en el Registro Oficial 4216 del 15 de abril de 1986

¹⁷ Decreto Ejecutivo No. 2370 el 5 de noviembre de 1986

La contratante tenía derecho a que se le reembolse las inversiones, costos y gastos y una tasa por servicios.

- De las inversiones hechas en el período de exploración: los valores anotados en libros mediante pagos mensuales, en los últimos días de cada mes, durante los primeros cinco años de la producción.
- De las inversiones hechas en el período de desarrollo hasta la finalización de cada año fiscal a valor de libros en el plazo de 10 años en alícuotas anuales.
- De las inversiones en producción a valor de libros en 10 alícuotas anuales iguales al final de cada año.
- De los costos y gastos, mensualmente a valor de libros los que hubiera incurrido en fase de producción a los 20 días, caso contrario en demora se recargará los intereses correspondientes.

Costos y gastos.- Egresos no capitalizables incurridos por la contratista o por sus compañías relacionadas dentro o fuera del Ecuador durante la producción o comercialización de producción anticipada.

Inversiones.- Egresos efectuados por la contratista o por sus compañías relacionadas dentro o fuera del Ecuador para explorar, descubrir, desarrollar, producir, obtener, mantener e incrementar la producción.

Servicios.- Administrativos, financieros o técnicos.

Imprevistos.- En inversiones, costos y gastos y costos de las garantías

Los reembolsos se los realizará con la siguiente secuencia:

- 1º. El reembolso de los costos y gastos
- 2º. El reembolso de las alícuotas de amortización de las inversiones.
- 3º. El reembolso de la tasa por servicios.

El Comité de Administración del contrato del bloque estimará los factores para calcular trimestralmente las tasas que servirán para el pago de los servicios en alícuotas mensuales iguales utilizando la siguiente fórmula:

¹⁸ Encontrar reservas suficientes que puedan ser explotadas con tasas de producción que permitan recuperar las inversiones y dejar utilidades luego de la comercialización.

$$TS = PR (INA) + R (P-C) Q$$

Donde:

TS = Tasa anual en dólares de los Estados Unidos de América

PR = Tasa de interés internacional Prime (Prime Rate)

INA = Inversión no amortizada: sumatoria de las inversiones de desarrollo y producción. Reembolsos acumulados y pagados por CEPE

R = Factor promedio (en fracción decimal) que garantiza la utilidad de la contratista, fijada de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$R = (R_1Q_1+R_2Q_2+R_3Q_3+R_4Q_4+R_5Q_5+R_6Q_6) / (Q_1+Q_2+Q_3+Q_4+Q_5+Q_6)$$

Donde:

$R_1 = 0.45$; $R_2 = 0.42$; $R_3 = 0.25$; $R_4 = 0.20$; $R_5 = 0.10$; $R_6 = 0.05$

Q_1 = Producción promedio anual inferior a 10 000 barriles.

Q_2 = Producción promedio anual entre 10 000 y 30 000 barriles

Q_3 = Producción promedio anual entre 30 000 y 50 000 barriles

Q_4 = Producción promedio anual entre 50 000 y 70 000 barriles

Q_5 = Producción promedio anual entre 70 000 y 100 000 barriles

Q_6 = Producción promedio anual superior a 100 000 barriles

P = Precio promedio del mercado internacional para cada año fiscal vigente

C = Costos de producción más costos de transporte en USD/Barril

Q = Producción anual fiscalizada

Se les libera de los impuestos aduaneros y demás exoneraciones para la importación, durante el período de exploración y en los 10 primeros años del período de explotación.

El reembolso por las inversiones, costos y gastos estarán exentos del pago de tributos.

Para el pago en especie más compra de crudo estará exenta de las garantías, no se cobrará costos de almacenamiento y no se gravarán impuestos de exportación ni tributos.

CEPE debe proveer condiciones de seguridad con factores de producción: costos inversiones y gastos

La comercialidad era parte del Plan de Desarrollo y su declaratoria era responsabilidad de la contratista luego de aprobado dicho plan.

Bajo esta modalidad se realizaron las siguientes actividades (Petroecuador, 1996: 18-42):¹⁹

1983:

- Convocatoria a la primera ronda de licitación petrolera internacional para exploración petrolera. Se licitan 11 bloques: 7 en la región Amazónica y 4 en la Costa.

1985:

- Convocatoria a la segunda ronda de licitación petrolera internacional (25 de febrero) 4 bloques: 7 y 16 en la Amazonía y 5 y 6 en la costa
- Firma del primer contrato de Prestación de Servicios de la primera ronda con la Compañía Occidental para el bloque 15 (25 de enero).
- Firmaron de contratos para el bloque 8 (con Esso-Hisponoil, en abril) y bloques 1 y 2 (con Belco, en junio) en la Costa, de la primera ronda. Luego Belco cede a Tripetrol derechos y obligaciones del bloque 1 (Enero de 1993).
- Se firma contratos para el bloque 6 en la Costa (con Texaco-Pecten, en noviembre) y Bloque 7 en la Amazonía, (con British Petroleum Development Ltd. en diciembre) de la segunda ronda. Luego British transfiere 100% de derechos y obligaciones a Oryx Ecuador Energy Co. (septiembre de 1990).

1986:

- Firma del contrato para el bloque 16 con (Conoco-Nameco-Diamond-Opic, en Enero) de la segunda ronda.

¹⁹ Petroecuador, basado en los archivos de la Unidad de Relaciones Institucionales editó un folleto con los eventos que incidieron en la vida de la actividad petrolera del país desde sus inicios hasta su edición en septiembre de 1996: "Hitos de la industria petrolera 1972-1996.

- Convocatoria a la tercera ronda de licitación internacional, en mayo, para un bloque en el litoral (No.3) y 4 en la Amazonía (bloques 4, 12, 13 y 17)
- Convocatoria a la cuarta ronda de licitación internacional en agosto: 2 bloques, solo para empresas estatales para los bloques 9 y 14 en la Amazonía.

1987:

- Firma del contrato para el Bloque 14 (con Elf-Braspetro-YPF; en abril)
- Firma del contrato para bloque 17 (con Elf-Braspetro-Britoil; en mayo 4), para el bloque 12 (con Teneco-Diamond-Yukong-CSX & Maersk, en mayo)
- Convocatoria a la quinta ronda de licitación petrolera internacional: 6 bloques, 5 en la Amazonía y 1 en la Costa en junio.
- Firma del contrato para el Bloque 9 (con Petrocanada en junio) – se transfiere a ENAP el 35% y ANCAP el 15% - en noviembre.
- Firma del contrato para el Bloque 5 (con YPF, en noviembre).
- Firma del contrato para Bloque 10 (con Arco-Oriente Inc.- Agip Overseas Ltd., Denison Minas Ltd. en noviembre).

1988:

- Firma del contrato para el bloque 13 (con Unocal–UION Pacific–Nedlloyd Energy en noviembre). Unocal-Union Pacific transfiere derechos y obligaciones a Kyung Inn Energy Co. Ltd. , en diciembre 1989. Unocal abandona Ecuador por encontrar reservas no comerciales en este bloque.

1990:

- Convoca a la sexta ronda de licitación petrolera internacional para 7 bloques: 4 en la Amazonía y 3 en la Costa (Esmeraldas, Guayaquil y Manabí).
- Iniciación de negociaciones con las empresas que ofertaron para el Bloque 18 (con Conoco-Opic-Maxus-Nomeco, Murphy-Conam); para el Bloque 19 (con Arco Ecuador Exploration Ltd); para el Bloque 22 (con. Mobil Exploration del Ecuador Inc.), junio, sin llegarse a firmar ningún contrato.

En resumen, se convocaron a seis rondas de licitación petrolera internacional para exploración y explotación de hidrocarburos para licitar 35 bloques, 24 en la Amazonía y 11 en la Costa de acuerdo al siguiente resumen:

- 1ª. Ronda 11 bloques: 7 en la Amazonía y 4 en la Costa 1983
- 2ª. Ronda 4 bloques: 2 en la Amazonía y 2 en la Costa 1985
- 3ª. Ronda 5 bloques: 4 en la Amazonía y 1 en la Costa en mayo de 1986
- 4ª. Ronda 2 bloques: en la Amazonía solo para empresas estatales agosto de 1986
- 5ª. Ronda 6 bloques: 5 en la Amazonía y 1 en la Costa 1987
- 6ª. Ronda 7 bloques: 4 en la Amazonía y 3 en la Costa 1990

Luego de las licitaciones convocadas se firmaron 18 contratos para igual número de bloques con diferentes compañías y consorcios, agrupados en la siguiente tabla:

De los contratos que se firmaron se produjeron algunas transferencias:

- En noviembre de 1987, Petrocanada cedió el 35% de sus derechos a ENAP y el 15% a ANCAP.
- En diciembre de 1989, Unocal-Union Pacific cedió sus derechos a Hyung Inn Energy Co. Ltd.
- En septiembre de 1990 British cedió los derechos a Oryx Ecuador Energy Co.
- En enero de 1993, Belco cede a Tripetrol

No.	FECHA	BLOQUE	COMPAÑÍA O CONSORCIO
1	25 enero, 1985	15	Occidental Exploration and Production Co., Canadian Oxy
2	Abril, 1985	8	Esso-Hispanoil
3	Junio, 1985	1-2	Belco
4	Noviembre, 1985	6	Texaco-Pecten
5	Diciembre, 1985	7	British Petroleum Development, Oryx, Sta. Fe
6	Enero, 1986	16	Conoco-Nomeco-Diamod-Opic / Occidental / Maxus /OPIC
7	Abril 1987	14	Elf-Braspetro-YPF
8	Mayo, 1987	17	Elf-Braspetro-Bitroil
9	Mayo, 1987	12	Teneco-Diamond-Yukon-CSX & MAERSK
10	Junio, 1987	9	Petrocanada > cedido a ENAP y ANCAP
11	Julio de 1987	1	Belco, Tripetrol
12	Noviembre 1987	10	Arco-Oriente-Agip Overseas Ltd.-Denison Minas Ltd.
13	Noviemb.1987	5	YPF
14	Noviembre. 1988	13	Unocal Union Pacific-Nedlloyd Energy > Kyunn Inn Energy
15	Junio 11, 1990	18	Conoco-Opic-Maxus-Nomico / Murphy-Conam
16	Junio 11, 1990	19	Arco Ecuador Exploration Ltd.
17	Junio 11, 1990	22	Mobil Exploration del Ecuador Inc.

Abandonaron el país: Unocal, porque las reservas encontradas en el bloque 13 no fueron comercialmente explotables; Belco-Petrocanada-Pecten y Esso-Hispanoil-Unocal.

Se firmaron contratos con Occidental Bloque 15 (25 de enero, 1985) / Belco, Tripetrol, Bloque 1 (27 de Julio/87 / Unocal Blque13 (1988) / Arco Oriente Bloque 10.

En 1993, abandonan el país Belco, Petrocanada, Pecten, Esso-Hispanoil y Unocal.

Al final de este período quedaron operando seis bloques bajo esta modalidad contractual las siguientes compañías y consorcios:

ORDINAL	BLOQUE	CONSORCIO
1	10	AGIP
2	14	ELF
3	15	OCCIDENTAL
4	16	MAXUS
5	17	ELF
6	7	BRITISH PETROLEUM Co.

No todos los integrantes de los comités de administración, excepto los delegados de CEPE, fueron profesionales de la industria hidrocarburífera, muchos fueron cuota política, inclusive la mayoría de ellos desempeñó la función de presidentes de dichos comités y permitieron excesos en las inversiones de las empresas, a más de que prácticamente todos los gastos en que incurrían las empresas estaban sujetos a los reembolsos, incluso en los que incurrían las subsidiarias dentro y fuera del Ecuador, como los costos de pago por seguridad física brindada por Fuerzas Armadas.

A inicios de 1986 se produjo una baja en el precio internacional del crudo (USD8.62/barril) lo que disminuyó los ingresos del Estado por la venta del mismo en el mercado internacional, esto produjo no solo que se dificulte si no que no se realicen los reembolsos a los consorcios y compañías que mantenían vigentes estos contratos y se acumulen deudas con las compañías con el pago adicional de intereses por mora, lo que perjudicó enormemente al Estado que no percibía ningún ingreso por la explotación de los campos a cargo de las empresas privadas, de acuerdo con la prioridad de los reembolsos.

En ese mismo año los técnicos del área de la Unidad de Administración de Contratos de Petroecuador analizaron la incidencia del precio internacional del crudo en la rentabilidad de la explotación de los campos.

Los técnicos definieron que el precio de venta del crudo ecuatoriano de USD15,00 por barril, o menor, no era rentable para el Estado en la modalidad de prestación de servicios, ya que no se podía cubrir las obligaciones de los reembolsos con las compañías y tampoco quedaban fondos disponibles.

Al contrario, con precios internacionales de venta superiores a USD17,00 por barril, el Estado sí podía comenzar a recibir un beneficio de la venta del crudo, ya que luego de los reembolsos que se hacía a las compañías contratistas quedaba un saldo para El Estado.

Situación actual

Contratos de Participación

En la década noventa mediante una reformaron de la Ley de Hidrocarburos se introdujo una nueva modalidad contractual, la de Participación, con la Ley 44, ya que consideraron que la modalidad de prestación de servicios no le dejaba ningún beneficio al Estado.

En 1992 decidieron reformar la Ley de Hidrocarburos con el propósito de introducir una modalidad contractual en donde el Estado reciba una participación prácticamente a boca de pozo, en punto de fiscalización, con cualquier nivel de producción y cada una de las partes se encargue de comercializar el crudo de su participación.

La empresa se encargaría de recuperar sus inversiones, costos y gastos, para posteriormente proceder a cumplir con todas las obligaciones legales y tributarias que estén vigentes en el Estado.

Los contratos de participación se introdujeron en 1994, luego de la modificación de la Ley de Hidrocarburos a finales de 1993, en vista de que durante los cinco años anteriores no hubo interés de parte de las empresas petroleras privadas por participar en las rondas petroleras para explorar nuevos campos, tal el caso de la sexta ronda en la que no se llegó a firmar ningún contrato.

Se necesitaba brindar una nueva modalidad de contratación incrementando los incentivos para promover y atraer esta inversión a más de buscar una modalidad de contrato en la cual el Estado sí reciba un beneficio económico.

Se procuraba que el Estado no esté condicionado al precio del crudo en el mercado internacional y en cualquiera de las variaciones del precio que se presenten sí reciba el beneficio de la explotación petrolera como es una participación al momento de explotar el crudo.

Los contratos de participación son aquellos firmados por el Estado ecuatoriano, por intermedio de Petroecuador, mediante los cuales se delega a la contratista la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando, por su

cuenta y riesgo, todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción (Bases de contratación, 1995: R.O 2845).

Es una modalidad en la que la cual la firma contratista asume el riesgo de la exploración y todos los costos de la explotación y la producción, se compromete a realizar una inversión mínima y a entregar al Estado ecuatoriano un porcentaje de la producción neta en el punto de fiscalización.

El resto de la producción pasa a ser de propiedad de la compañía contratista y luego de este reparto, cada una de las partes es dueña del crudo que recibió en el centro de fiscalización y entrega, y puede disponerlo para comercializarlo en el mercado internacional.

En 1994 se convocó a la séptima ronda de licitación petrolera internacional, para exploración de hidrocarburos y explotación de crudo o gas, tanto en la Amazonía como en la Costa. Hubo 13 ofertas, luego de la adjudicación y negociaciones correspondientes se firmó contratos para 7 bloques.

Bajo la modalidad contractual de Participación se firmaron otros contratos, fruto de la séptima y octava rondas de licitación petrolera internacional. Todo esto sucedió al amparo de la Ley de Hidrocarburos que sufrió cambios y modificaciones, desde cuando era Ley de Petróleos (1937, 1951, 1972, Decreto Ejecutivo 430), hasta la actual Ley de Hidrocarburos (1992), con varias modificaciones posteriores.

En esta nueva modalidad, las compañías entregaban al Estado una participación de la producción entre el 12.5 y 18.5% que dependía del volumen de producción, el 15% de participación a los trabajadores sobre la utilidad bruta, de acuerdo con el Código del Trabajo y pagaba el 25% de impuesto la renta sobre las utilidades.

La superficie en la cual la contratista ejecutará las actividades objeto del contrato será un área que tendrá una extensión de 200 000 hectáreas en superficie continental y 400000 hectáreas en el mar territorial.

El contratista se retendrá solamente las áreas sujetas a la explotación y adicionalmente se podrá retener aquellas en las cuales va a realizar exploración adicional durante los tres primeros años de iniciada la explotación.

Los períodos:

- Período de exploración: 4 años, prorrogables hasta por 2 años más, iniciándose luego de haber sido aprobado el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) que se estimaba se lo realizaría en un plazo de 180 días.

Debían cumplir de manera obligatoria el plan exploratorio mínimo propuesto. En esta etapa se podría iniciar explotación anticipada en caso de encontrarse yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables.

- Período de explotación: hasta por 20 años para petróleo crudo y 25 años para el caso del gas, prorrogables de acuerdo con los intereses del Estado por un lapso de hasta 5 años en el cual debían justificar nuevas inversiones que incrementen significativamente la producción del área del contrato en al menos un 20% con respecto a la producción promedio de los últimos seis meses.
- Para el caso los contratos para la explotación del gas natural consideraron un período de investigación, construcción de infraestructura y desarrollo del mercado que podrá durar hasta 5 años prorrogables, previa aprobación de Petroecuador.

Para iniciar este período la contratista debía presentar un plan de trabajo, estudios e inversiones que viabilicen la comercialización o industrialización del gas encontrado

El oferente tenía que fijar los límites de producción, dentro de los cuales debía ofertar los factores de producción a entregar al Estado y la diferencia para las compañías. El reglamento para aplicación de la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos No.44 señalaba porcentajes mínimos para la participación del Estado de 12.5% para producciones menores a 30 000 barriles, un porcentaje de 14% para producciones entre 30 000 y 60 000 barriles y con un porcentaje mínimo de 18.5% para producciones superiores a los 60 000 barriles diarios (Decreto 1417,1994: Artículo 9).

Se adjudica a través de un proceso de licitación internacional pública y abierta a quien ofrece el mayor esfuerzo de inversión y la mayor oferta de participación en la producción a favor del Estado (Fuentes para la Historia del petróleo en México. 2007).

El contrato de participación es un modelo en el que se reconoce a favor del Estado un porcentaje de la producción extraída del área del contrato. La contratista es propietaria del resto de la producción.

La contratista tendrá derecho a una participación, en especie o en dinero, de la producción fiscalizada que se calculará con base en los porcentajes que se convenga en los contratos.

La compañía deberá pagar adicionalmente otros impuestos y tasas a los municipios en donde se realicen sus actividades, a la Superintendencia de Compañías y la participación laboral a los trabajadores de la utilidad bruta causada en sus ejercicios contables y el impuesto a la renta sobre sus utilidades netas.²⁰

Luego de la séptima ronda de licitación petrolera el Estado pidió a las empresas que estaban operando los campos bajo la modalidad de prestación de servicios a que migraran a participación y se renegociaron esos contratos en los que se adoptaron parámetros similares a los señalados en el Reglamento de Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos.

Las comisiones negociaron esos contratos considerando principalmente que las empresas tenían pendientes por recuperar sus inversiones y ya eran conocidos los volúmenes de reservas probadas en esos campos así como las tasas de producción, la calidad del crudo y las características de los yacimientos.

La empresa italiana AGIP no aceptó migrar a la nueva modalidad contractual propuesta, en consecuencia el Estado no llegó a un acuerdo con esta empresa, la cual continúa bajo la modalidad de prestación de servicios.

Esta modalidad inclusive sirvió de argumento para fijar como límite mínimo en la determinación de los porcentajes de participación en la negociación de la modificación del contrato del Bloque Tarapoa: “cuando el precio real de venta del crudo del bloque supere lo USD17,00 por barril el porcentaje de participación será 50% para cada una de las partes”²¹.

²⁰ Participación laboral: 15 % de la utilidad bruta e Impuesto a la Renta el 25 % sobre las utilidades netas

²¹ Propuesto por la comisión negociadora y aceptada por la contratista

En 1995 se convocó a la octava ronda de licitación petrolera internacional para exploración de hidrocarburos y explotación de crudo en la Región Amazónica, bajo la misma modalidad contractual de participación y en las mismas condiciones de la séptima ronda.

En esta vez la respuesta de la empresa privada fue menor y solamente se presentaron tres ofertas para dos campos, los cuales se adjudicaron, negociaron y firmaron los respectivos contratos.

En la reforma a la Ley de Hidrocarburos, entre otros cambios importantes se eliminaron los pagos de derechos superficiarios, de obras de compensación y de regalías; quedó solo para volúmenes de producción superiores a 60 000 barriles diarios, condición que la cumplía solamente Petroproducción.

En esta modalidad ya se introdujeron obligaciones contractuales para la protección del medioambiente, mediante la contratación de seguros y garantías que cubran los riesgos por la vida y salud humanas, la flora y fauna, la contaminación y afectación al ecosistema.

Debían realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA, como paso inicial y obligatorio antes de iniciar sus operaciones motivo del contrato, antes de cada fase contractual; antes de la prospección sísmica, antes de perforar el primer pozo exploratorio y antes de pasar a la fase de explotación.

Dos años antes de terminar el contrato se debía contratar una auditoría integral ambiental para precautelar que las operaciones se hayan realizado hayan sido hechas sin afectar a los asentamiento humanos y al medioambiente.

La Ley de Hidrocarburos vigente, en el artículo 2 (Contratos en el área hidrocarburífera) Capítulo III señala las Formas Contractuales: i) Asociación, ii) Participación y iii) Prestación de Servicios. Adicionalmente deberá legislarse la modalidad de Economía Mixta aprobada en la nueva Constitución del 2 008.

La participación de la contratista se calcula con los parámetros ofertados y convenidos en el contrato de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PC = X.Q/100$$

En donde:

PC = Participación de la contratista

Q = Producción anual fiscalizada en el área del contrato

X = Factor promedio, en porcentaje, correspondiente a la participación de la contratista, que se calculará con la siguiente fórmula:

$$X = (X_1.q_1 + X_2.q_2 + X_3.q_3)/q + y$$

En donde:

q = Producción diaria promedio anual

q₁ = Parte q inferior a L₁

q₂ = q comprendida entre L₁ y L₂

q₃ = Parte q superior a L₂

y = Es un parámetro de corrección con relación a la calidad promedio anual

“C” del crudo producido, medida en °API y expresado en porcentaje:

si la calidad del crudo está entre 15° y 25° API hay una compensación a favor de la contratista: $y = 2(25-C)$

Si la calidad del crudo está entre 25° y 35° API la compensación será en favor del Estado: $y = 1(25-C)$

Si la calidad del crudo es igual o superior a 35° API, $y = -10$

Para el caso del gas $y = 0$

Los parámetros L₁, L₂, X₁, X₂, y X₃ son ofertados por la contratista y convenidos en el contrato, expresados en barriles por día (BPD) en el caso de petróleo crudo y en pies cúbicos estándar en el caso de gas. L₁ y L₂ sirven para delimitar tres intervalos de producción.

La participación del Estado tiene las siguientes condiciones (Reglamento de aplicación a la Ley 44):

- No podrá ser inferior a 12.5% cuando la producción fiscalizada de petróleo crudo no llegue a 30 000 BPD.
- No podrá ser inferior a 14% cuando la producción fiscalizada se encuentre entre 30 000 y 60 000 BPD.
- No podrá ser inferior a 18.5% cuando la producción supere los 60 000 BPD

El ingreso bruto de la contratista que servirá de base para el cálculo y pago del impuesto a la renta se calculará en función del precio real de venta, que en ningún caso será inferior al precio de referencia.

El pago de la participación laboral y la tasa tributaria consolidada asciendan a 36.25%

Las condiciones en las cuales se firmaron los contratos para esas fechas son las que constan en el cuadro resumen:

SÉPTIMA RONDA DE LICITACIÓN PETROLERA PLAN EXPLORATORIO Y FACTORES DE PARTICIPACION OFERTADOS Y NEGOCIADOS

BLOQUE	EMPRESA	ÁREA Ha.	INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA	INVERSIÓN /Ha.	X1	X2	X3	L1 BPD	L2 BPD
3	EDC	200 000			90	70	69	MMPC/ D30	MMP/D 60
11	SANTA FE	200 000	USD30 000 000	USD150 000	77	67	57	15 000	35 000
18	ARCO MOBIL	200 000	USD14 600 000	USD73 000	74.2	73.9	71	35 000	45 000
19	TRYTON	200 000	USD15 400 000	USD77 000	72.5	70	70	30 000	60 000
21	ORYX	200 000	USD59 800 000	USD299 000	67.5	60	60	30 000	60 000
27	CITY ORIENTE	200 000	USD13 400 000	USD67 000	79	69	50	30 000	60 000
28	TRIPETROL	200 000			69	55	20	20 000	40 000

Fuente: Ofertas presentadas/Elaboración: V.H.Arias

OCTAVA RONDA DE LICITACIÓN PETROLERA PLAN EXPLORATORIO Y FACTORES DE PARTICIPACIÓN OFERTADOS Y NEGOCIADOS

BLOQUE	EMPRESA	AREA Ha.	INVERSION TOTAL ESTIMADA	INVERSION /Ha.	X1	X2	X3	L1 BPD	L2 BPD
23	CGC-SAN JORGE	200 000			81	79	60	MMPC/ D30	MMP/ D50
31	PEREZ COMPANC	200 000			80.5	80	80	1	60 000
34	ARCO ORIENTE INC.	200 000			87.5	86	81.5	30 000	60 000

Fuente: Ofertas presentadas/Elaboración: V.H.Arias

En la actual Constitución existen varios artículos que se refieren a uso de los recursos naturales no renovables; pero concretamente en los Artículos 313, 315, 316,

317 y 408 se trata sobre la explotación de los recursos estratégicos y sobre los recursos naturales no renovables que serán manejados por empresas públicas y su participación en empresas mixtas.

Otras modalidades contractuales

En el 2002 se convocó a la novena ronda de licitación petrolera internacional para exploración de 4 bloques en la Costa y no se obtuvo ninguna oferta.

Al iniciar el siglo XXI se introdujeron otras modalidades contractuales con el propósito de procurar conseguir inversiones para mejorar la producción que había disminuido en los campos maduros, mediante la modalidades de: Contratos de Operación Especial de Gestión Compartida²², Alianzas Operativas²³ y las Alianzas Estratégicas²⁴ para obtener el apoyo de otras empresas privadas nacionales y estatales de países amigos que pudieran colaborar en estos objetivos.

Estas modalidades contractuales no constan en la Ley de Hidrocarburos, la que tampoco sufrió ninguna modificación para poderlas utilizar.

Finalmente, con el incremento del precio del crudo en el mercado mundial durante 2007 y 2008 se observó que el Estado no se beneficiaba de este incremento y se emitió la Ley No. 42 para obligar a las compañías a entregar el porcentaje mínimo del 50% de este incremento en el precio sobre el que se había considerado en la firma de los contratos de participación.

Para 2008 mediante la expedición de un reglamento se incrementó este porcentaje al 99% y se obligó a las compañías a renegociar los contratos sobre la base de uno de transición (un año de duración), mientras se emitía la nueva modalidad de contratación, regresar a la prestación de servicios pero con conceptos diferentes a los que estaban vigentes en la década del ochenta.

²² Ley Especial No. 98,09 del Registro Oficial No. 12

²³ Decreto Ejecutivo No. 799 publicado en el Registro Oficial 170 del 25 de Septiembre del 2.002

²⁴ Decreto Ejecutivo no. 2457 publicado en el Registro Oficial 507 del 19 de enero del 2.005

Es necesario mencionar que en todas las estructuras que se han explotado el factor de recuperación de las reservas en sitio han sido entre el 20 y 25% con procedimientos normales y tradicionales

Contratos de Campos Marginales.-

Se introdujo esta modalidad para continuar con la explotación de campos maduros que estaban siendo operados por Petroproducción pero la empresa estatal no disponía de fondos suficientes para operarlos ni tampoco de tecnología necesaria, ya que no eran rentables, por lo que no se les prestaba mayor atención.

Se los calificó como campos marginales a aquellos que cumplan una de las tres condiciones: (i) estaban alejados de la infraestructura petrolera operativa de Petroecuador, (ii) contenían crudo pesado de °API promedio inferior a 20, (iii) o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas y tener una producción promedio durante el último año, inferior al 1% de la producción nacional total.

El objeto principal es contratar empresas operadoras para que por su cuenta y riesgo realicen las inversiones necesarias para recuperar la “producción base”²⁵ y puedan realizar exploración adicional para incrementar las reservas.

Deben aplicar tecnología de punta para aumentar la producción, conocida como producción incremental, sobre la que se aspiraba que la operadora oferte un porcentaje mínimo del 50 % para el Estado más los impuestos legales.

En estos contratos se señalaba además la posibilidad de hacer exploración adicional, previa autorización de Petroecuador para incrementar las reservas de esos campos.

Los campos adjudicados bajo esta modalidad fueron 10: Palanda-Yuca-Sur, Pindo, Bermejo, Tigüino, Charapa, Pucuna, Singue, Puma, Armadillo, Frontera-Tapi-

²⁵ La producción que históricamente viene produciendo el campo y continuará produciendo considerando una declinación técnicamente analizada y aceptada por las partes

Tetete, contratos estos dejaron al Estado una participación mayor al 70% de la producción incremental²⁶

*Contratos de Operación Especial de Gestión Compartida*²⁷

Modalidad producto de una reforma a la Ley de Hidrocarburos que agregaba algunos artículos a esta ley. Es un modelo específico para que Petroecuador pueda incrementar y optimizar la producción de campos maduros, maximizando la recuperación de reservas.

El Estado conserva sus derechos sobre la producción de la curva base asumiendo la totalidad sus costos de producción, mientras que las compañías que participarían en este tipo de contrato recibirían solamente un porcentaje inferior al 60% de la producción incremental, asumiendo todos sus costo de producción, tanto de la producción base como de la producción incremental, que esta demande y cumpliendo todas las demás obligaciones tributarias. Esta modalidad nunca tuvo los resultados esperados.

*Contratos de Alianzas Estratégicas*²⁸

Una modalidad dentro de los llamados contratos de servicios específicos creada para conseguir el incremento de la producción de campos maduros operados por Petroproducción mediante el apoyo de empresas estatales de países amigos a través de convenios de alianzas estratégicas firmados en acuerdos de gobierno a gobierno.

Al ampararse bajo la modalidad de servicios específicos se trata de conseguir que la empresa estatal ecuatoriana, asociada con dos o más empresas estatales, no delegue su actividad de operación sino que la contratista proporcione capital, tecnología, maquinaria y equipo para conseguir los objetivos propuestos.

²⁶ Aquella que se consigue producir sobre la producción histórica, estimando la declinación

²⁷ Ley Especial 98-09: publicada en el Registro Oficial No. 12

²⁸ Decreto Ejecutivo No. 799 publicado en el Registro Oficial No. 170 del 25 de Septiembre del 2002

Contratos de Alianzas Operativas

Igual que las anteriores es una modalidad diseñada para que Petroproducción implemente proyectos para rehabilitar y desarrollar campos maduros con el propósito de incrementar la producción “Producción Incremental de Alianzas Operativas”.

Bajo esta modalidad en el 2004 el Gobierno convocó a concurso para incrementar la producción de los campos que estaban en operación de Petroproducción: Shushufindi, Lago Agrio, Auca y Culebra-Yulebra-Anaconda

Se presentó el problema en la determinación de la curva base proyectada, que tratándose de un concepto técnico que se determina en función de la declinación de la producción del campo se dejó como parte de la evaluación técnica de la propuesta que presenten las oferentes y definida como la “producción proyectada ofertada”

Bajo esta modalidad se firmó el contrato para operar el campo Víctor Hugo Ruales, ubicado en el Noreste de la Amazonía con la empresa ecuatoriana DYGOIL, en el cual se fijó que el Estado reciba el 77 % de la producción incremental (Tandazo, 2005).²⁹

Convenio de Explotación Unificada

Con la entrega de bloques para exploración y explotación a varias empresas, se presentaron casos de la existencia de yacimientos que coincidían en las fronteras de los bloques con la posibilidad de que se extienda fuera de su área.

Se reglamentó un convenio de operación de yacimientos comunes para que una vez que se compruebe su existencia se haga una explotación unificada por uno de los operadores.

Una vez que se descubre los yacimientos comunes se debe hacer una declaratoria para que con la supervisión y autorización del Ministerio de Energía se defina los porcentajes de aportes, inversiones, costos y gastos y la participación entre las empresas y se presente un plan de desarrollo común.

²⁹ Tandazo B. Augusto, conferencia dictada en la FLACSO en el seminario: “Repensar la Política Petrolera”, 1-3/08/2005

Los casos que se han dado han sido entre una empresa privada y Petroproducción, nunca entre empresas privadas:

- El primero de ellos fue con el pozo Fanny 18B en la frontera con la empresa City Investing en el campo Tarapoa y el Campo Mariann-4A al norte del mismo bloque.
- Otro de los campos es el Bogui-Capirón, en la frontera con el bloque 16 a cargo de Repsol-YPF,
- Edén-Yuturi, Limoncocha en la frontera con el bloque 15, a cargo de PetroAmazonas, antigua Occidental,
- Coca-Payamino en la frontera con el bloque 7 a cargo de Perenco-Burlington, ahora también a cargo de Petroamazonas.
- El último de ellos fue el caso del pozo Palo Azul y el bloque 18, caso que está sujeto a investigación por denuncias de alguna ilegalidad en la declaratoria de yacimiento común.

Propuesta de modificación

Los contratos petroleros que fueron firmados en las diferentes épocas no satisficieron plenamente los intereses del Estado ecuatoriano; pues las condiciones económicas fueron más beneficiosas para los contratistas, quienes recibieron una mayor participación de las explotaciones.

La mayoría de los gobiernos, en su oportunidad, adoptó diferentes modalidades durante sus ejercicios y pidió a las empresas contratistas que mantenían contratos de explotación de hidrocarburos que migraran a la que ellos consideraron más beneficiosa para el Estado.

Esta situación podría evitarse o mejorarse, adoptando en cada una de las modalidades que determina la Ley de Hidrocarburos, términos económicos que señalen mayores beneficios para el Estado ecuatoriano e incentivos para los inversionistas.

Estos cambios de modalidad contractual y migraciones a otras diferentes a las que se firmaron, crearon malestar en las empresas, originaron demandas legales ante la

justicia nacional como internacional, pidiendo inclusive el arbitraje de organismos internacionales, de acuerdo con lo prescrito en los contratos.

Acusaron a algunos gobiernos de incumplimiento del contrato por inobservancia y modificación unilateral de los términos contractuales por parte del Estado.

Mientras existe el malestar, las empresas petroleras han disminuido y en algunos casos han suspendido sus inversiones y gastos en los trabajos de explotación al ver afectados sus intereses por estos cambios y modificaciones.

Esta actitud de las empresas perjudica enormemente el interés del Estado ecuatoriano; pues, se deja de producir a tasas previamente establecidas y queda en el subsuelo sin explotarse una enorme riqueza natural que ya fue descubierta y se deja de recibir una participación que es beneficiosa para el desarrollo del país.

Uno de los problemas que se presentan con frecuencia cuando hay estos cambios de modalidad es el definir el monto de las inversiones por recuperar de cada uno de los contratistas en la explotación de un bloque y esto complica la definición de los parámetros en la nueva modalidad contractual.

También se presenta la dificultad de definir el manejo de los volúmenes de reservas por recuperar ya que es la base fundamental de la producción de un bloque y de la rentabilidad económica del mismo.

Adicionalmente queda por conocer los planes de exploración adicional que pudiera tener el contratista una vez que ha hecho análisis de los resultados de la explotación y el comportamiento de los yacimientos que confirmarían o modificarían las características de los yacimientos y la probable existencia de otros prospectos hidrocarburíferos en el área de su responsabilidad.

Una de las modificaciones fundamentales se relaciona con los porcentajes de las alícuotas (regalías, participación) que debe recibir el Estado.

Las veces que se han producido las migraciones de una a otra modalidad estos porcentajes se han mantenido dentro de parámetros similares, cuando debería conseguirse porcentajes superiores a los que estaban establecidos en las modalidades anteriores.

Inclusive en una de las cláusulas de los contratos consta que en caso de producirse algún cambio en los contratos siempre debe existir mayores y mejores beneficios para el Estado; en cuyo caso, y de acuerdo a los resultados de este estudio el porcentaje debe ser superior al 45 %, dependiendo de la calidad del crudo, de los volúmenes y de sus costos de producción.

En los contratos que se hayan firmado con anterioridad y estén sujetos a modificación es más viable la determinación de los porcentajes de participación del Estado porque todos los parámetros de producción que los definen son conocidos: el volumen de reservas, los factores de producción, costos y volúmenes y según el precio internacional del petróleo se puede determinar la rentabilidad del campo.

En los casos de proyectos nuevos donde se requiere realizar exploración inicial, ésta deberá ser bajo responsabilidad del inversionista y una vez conocida la existencia de crudo en el subsuelo se pueden conocer las características de los yacimientos, estimar volumen de reservas, definir tasas y costos de producción para determinar y declarar la comercialidad del campo y solo allí fijar tasas de regalías o participaciones a pagar por dicho campo, considerando el precio internacional del crudo y sus proyecciones.

Ante las complicaciones planteadas y conociendo las variaciones que sufre el precio internacional del crudo y la volatilidad a la que está sujeto en ocasiones, para mantener la economía de los contratos podría resultar conveniente fijar tasas (o parámetros) de reajuste que consideren los ingresos que tengan las empresas, los mismos que tienen relación directa con la producción y los precios internacionales del crudo, relacionando con los gastos en que incurra estas como efecto de producir el crudo para la venta a esos precios.

Cuando se modificó el contrato de asociación que mantenía con el Estado ecuatoriano el campo Tarapoa a contrato de participación, se definió entre otras obligaciones y compromisos para la empresa que administraba ese campo en aquel entonces, el condicionante de que: si el precio internacional del crudo sufría un incremento superior a los USD17,00 por barril, la participación del Estado y de la empresa se lo haría en partes iguales, 50% para cada uno, y así ha venido funcionando

desde 1995, año en que se firmó ese contrato y ha dejado beneficios para el Estado superiores a los otros contratos que se modificaron en aquella época.

Al factor que se podría fijar para el reajuste de la tasa de participación en los contratos a firmarse a futuro con el objeto de incrementar la regalía, participación o alícuota se le conoce como factor “R” (M. A. Mian, 2002: 229, Medinaceli, 2010: 16) que es la relación entre los ingresos netos acumulados, después de regalías, aportaciones y pago de impuestos y los costos totales acumulados desde la fecha en que se firmó el contrato.

$$R = B/C$$

Donde:

B = Ingreso neto acumulado

C = Costos totales acumulados

R podría tomar varios valores:

- 1) $R = 0$, cuando aún no existen ingresos acumulados
- 2) $R = 1$, cuando los ingresos acumulados son iguales a los gastos acumulados, quiere decir que los costos totales ya se habría recuperado
- 3) $R > 1$, cuando los ingresos acumulados hayan superado a los gastos acumulados y por ende también se beneficiaría al incrementar su alícuota, en relación con el factor “R”

Este mecanismo ya lo utilizan: Brasil, Colombia y Perú

CAPITULO III

MODELO DE ANALISIS

Descripción de la metodología

El análisis que se realiza es justamente para tratar de estimar la rentabilidad de una empresa que realiza exploración y explotación petrolera.

En los contratos de prestación de servicios no es sencillo estimar ni calcular valores que demuestren la rentabilidad de la empresa contratista ya que todos los gastos e inversiones fueron reembolsados; es decir, inversiones recuperadas, costos recuperados, gastos recuperados y además recibía un pago adicional por la tarifa que se fijaba por la extracción del crudo.

Muchos de esos reembolsos no eran cubiertos a tiempo por el Estado ecuatoriano, razón por la cual estaban cargados con intereses correspondientes por mora, mientras se realizaba el pago, entonces más que un análisis económico se vuelve una revisión y control de documentos para establecer los montos que recibieron las compañías.

El único perjudicado resultó ser el Estado ecuatoriano ya que tuvo pocos ingresos como consecuencia de los bajos precios internacionales de venta de crudo; eran tan bajos que no permitían conseguir el capital suficiente para amortizar las inversiones de las empresas contratistas, reembolsar sus costos y gastos y pagar por la tarifa por la explotación del crudo.

El no pago de estos compromisos más los intereses por mora en alguno de los rubros hizo que se acumulen las deudas impagas a las contratistas y consecuentemente tampoco quedaba ningún saldo para beneficio del Estado por esta actividad.

Esta fue la razón, entre otras, por las que cuando se optó por el cambio de modalidad contractual a participación, en los análisis económicos para cada uno de los contratos debieron considerarse altas inversiones por amortizar más las cuentas impagas para que ofertaran bajos porcentajes de participación para el Estado ecuatoriano.

Las empresas que aceptaron el cambio de prestación de servicios a participación consideraron además ofertar factores de participación similares a los que el Estado

ecuatoriano propuso en la nueva modalidad contractual y constaban en las bases para la convocatoria a licitación internacional para exploración y explotación de hidrocarburos.

Además, en esta migración debieron considerar que ya se conocía el volumen de reservas, las características de los yacimientos, la capacidad de producción de los pozos y de los campos al igual que las características del crudo producido en los mismos y también el precio de venta en el mercado internacional; en consecuencia, ya no había la inversión de riesgo. Todos los factores que permitían el análisis económico de la nueva modalidad contractual eran conocidos.

En el caso de los contratos de participación es viable analizar su rentabilidad mediante el método de los flujos de caja (o de efectivo) de los diferentes contratos para determinar y definir en función de varios factores el beneficio para el Estado y el incentivo para la contratista.

El estudio del flujo de efectivo a futuro es la base del análisis de casi todos los modelos económicos para la toma de decisiones para hacer inversiones.

Estos flujos pueden ser simples o complicados, dependiendo de si se trata de hacer análisis sencillos de costo y tiempos futuros para un pozo o alquiler de equipo o en su defecto si se trata de estimar el flujo de efectivo para el desarrollo de un campo petrolero completo en un período largo junto con cálculos fiscales detallados para cada año.

“El paso más importante, y quizá el más difícil, en el análisis de inversiones de capital es estimar su flujo de efectivo, tanto las inversiones o desembolsos necesarios y el flujo neto de ingresos anuales después de que el proyecto es ejecutado”. (M.AMian, 2002:84).

En el flujo de caja proyectado hay que considerar muchas variables, deben intervenir algunos departamentos individuales que participan en el proceso para aportar con sus datos, por ejemplo:

- Ingenieros de reservorio, junto con geólogos y geofísicos
- Departamento de perforación generando costos futuros requeridos para los pozos del proyecto

- El departamento de producción identifica las facilidades requeridas para el proyecto, junto con el departamento de ingeniería que estima estos costos
- Economistas junto con el departamento de comercialización con conocimiento de la elasticidad del precio, efectos de propaganda y el estado de la economía para precios futuros.
- También se requiere la participación de evaluadores de proyectos o economistas juntamente con el conocimiento de los datos para el flujo de efectivo basado en datos pasados y estimaciones futuras.

Hay algunos principios básicos que pueden ser considerados vitales para el análisis correcto de los flujos de efectivo de las alternativas de inversión.

Incluye definiciones financieras: tratamiento de depreciación, deflación, costo del capital, tratamiento de préstamos, pagos, intereses e impuestos. Datos considerados básicos y apropiados para los proyectos: reservas, yacimientos, pozos, campos, facilidades para exploración y producción y para industrialización junto con los precios del crudo en el mercado internacional.

Algunos de los datos requeridos para la evaluación de un proyecto se consideran (M.A.Mian, 2002: 88):

1. Mapas de propiedad, geológicos estructurales, isópacos y secciones geológicas transversales
2. Datos de arrendamiento de la localización o pago de tasas
3. Conjunto completo de registro de pozos
4. Análisis de datos básicos para zonas de núcleo analizadas
5. Datos de análisis de la muestra del reservorio
6. Historia cronológica de todas las operaciones de los pozos incluyendo las perforaciones originales y completamientos.
7. Tabulación mensual de crudo, agua, y producción de gas por arrendamiento, por pozos y por zonas productivas desde el completamiento original a lo largo de la tabulación para cualquier medida de presión de fondo de pozo.

8. Resumen de fórmula permisible y tasa permisible corriente para cada pozo
9. Precios de petróleo bruto y gas acompañado por un resumen de los contratos de ventas de petróleo y gas con los respectivos compradores y los términos del acuerdo.
10. Separación de impuestos locales actualmente pagados acompañados por pagos por confirmar seleccionados al azar.
11. Tabulación de los gastos reales brutos de explotación históricos por pozo, por mes para cada propiedad. Identificar los gastos de operación de rutina versus los gastos que no son de rutina tales como reemplazo de equipos, reparación de pozos y estimulación.
12. Proveer una estimación del costo de pozos completados en el caso de reservas no desarrolladas o no producidas, o costos de re-completamiento detrás de la tubería de protección.
13. Tabulación de intereses de propiedad incluyendo intereses reversibles y las últimas cantidades pagadas o su situación.
14. Una copia de todos los estudios o reportes geológicos o de ingeniería previamente preparados conteniendo datos pertinentes a la evaluación regular del campo.
15. Un resumen de contratos de arrendamiento y disposiciones de asignación, facilidades de arrendamiento, acuerdos de operación y acuerdos de precios unitarios.

Las reservas normalmente son estimadas y es un dato que se mantiene confidencial que por analogía con otros prospectos geológicos similares nos darán una referencia y mientras no se haga una exploración sísmica y una perforación exploratoria no se conocerán datos más exactos.

Solamente luego de la perforación exploratoria se puede conocer y estimar las reservas adecuadamente, con el horizonte productivo con datos de información física, acerca de las rocas y propiedades de los fluidos que se obtiene con la ayuda de los

registros de pozo, análisis básico (del núcleo), análisis PVT, pruebas de vástago, pruebas de presión.

Luego de que el primer pozo inicie la producción de crudo o gas, la presión del reservorio y el rendimiento de producción estarán disponibles. Esta información puede garantizar a futuro la estimación de reservas.

La perforación de nuevos pozos en la misma estructura o reservorio pueden conducir a definir el volumen de reservas; y, aún estas no serán probadas mientras no se abandone el yacimiento ya que allí se conocerá realmente todos los datos.

Una vez que se determine el volumen de reservas en el sitio, con algunas correlaciones y experiencias los técnicos determinan el porcentaje de recuperación, conocido como el factor de recuperación, que se espera obtener en la explotación y que sean técnica y económicamente viables.

Normalmente, la perforación de un solo pozo exploratorio no permite estimar su capacidad de producción y se requieren pozos adicionales de avanzada, que permitirán confirmar los datos encontrados en el primer pozo exploratorio y solamente allí se puede estimar la capacidad de producción de varios pozos que definirán la capacidad de producción de un yacimiento y del campo para declarar su comercialidad.

Este fue uno de los problemas que ocurrieron en alguno de los campos bajo la modalidad de prestación de servicios, que con un solo pozo exploratorio se declaró la comercialidad y luego se encontró que tenían una producción muy baja que no compensaba un volumen de ingresos rentables.

También es importante que se defina el punto final de recuperación de hidrocarburos de un reservorio en función de la producción acumulada y las reservas remanentes en un punto y en un tiempo. Estas estimaciones asumen que existen condiciones económicas, prácticas operacionales establecidas y regulaciones del Gobierno.

Igualmente los técnicos deben considerar la declinación³⁰ que sufrirá el yacimiento y ayudará a estimar la recuperación final. Normalmente no es lineal, puede

³⁰ Porcentaje de disminución de la producción para determinar la producción futura

ser (M.A.Mian, 2002, 93): (i) una declinación exponencial, (ii) declinación hiperbólica (iii) declinación armónica³¹

El factor determinante en el análisis del descuento del flujo de efectivo es el precio internacional del crudo. Este es negociado en dólares americanos por °API por barril de 42 galones a una temperatura de 60° Fahrenheit y a presión atmosférica, a boca de pozo, conocidos como estándar.

De acuerdo con el origen existen diferencias entre los crudos producidos en las varias regiones del mundo, los mismos que son caracterizados por °API de gravedad, (que varía entre 5° y 55°) y por el contenido de azufre (porcentaje por peso).

El precio depende de estos dos factores básicamente en cualquier mercado. Los crudos livianos (alta gravedad API, superior a 35°) reciben altos precios porque de ellos se obtiene mayor cantidad de gasolinas por volumen, comparado con los crudos pesados (baja gravedad API, inferior a 25°) que se obtiene mayor cantidad de diesel (gasoil) y residuos.

Adicionalmente, el contenido de azufre es un factor importante que reduce su valor: crudos dulces con 1% o menos y crudos ácidos (o agrios) con contenido mayores a 2.5% que lo evitan comprar porque causan daño a las instalaciones de las refinerías y las mismas requieren contar con equipo especial para la desulfurización previo al procesamiento.

Como referencia se considera que un crudo marcador es aquel que tiene una calidad de entre 40° y 45° API con un contenido de azufre inferior a 0.5%

El crudo marcador que utiliza el Ecuador: WTI tiene un °API de 39.6 y un contenido de azufre de 0.29%

Una deducción acostumbrada por un refinador es: (i) disminuir USD0,15 por cada °API para crudos entre 30° y 40°API de gravedad; (ii) para crudo de °API inferior a 30° es de USD3,00 más US\$0,10 por cada °API inferior a 30°. (iii) para crudos con °API superior a 45° el precio se reduce en USD0,075 por la disminución de cada °API.

³¹ Un caso especial de la declinación hiperbólica

La reducción por contenido de azufre es de USD0,05 por 0,1% sobre un contenido de 0,5% de azufre. No hay penalización por azufre para crudos de grado °API inferior a 30° (M.A.Mian, 2002:124).

El contenido de agua³², a pesar de que es retirada mediante un proceso en los separadores que existen en las instalaciones superficiales de campo, es un factor adicional de descuento del precio de referencia con respecto al crudo marcador.

Existen varios crudos marcadores en el mundo dependiendo del volumen de ventas de esos crudos para tomarlos como referencia por su calidad:

- West Texas Intermediate (WTI): con °API entre 38 y 40° y 0,3% de contenido de azufre. El crudo West Texas agrio tiene 33 °API y 1,6% de contenido de azufre. Todos estos crudos son producidos en los Estados Unidos de América y se los toma como crudos marcadores.
- Saudi Arabian (Arabe Liviano): basado en 33.4 °API y 1,8% de azufre.
- Brent, crudo del mar del Norte: Basado en 38.3 °API mientras el Ekofisk se basa en 42,8 °API
- También existen otros crudos marcadores como: el del campo de Dubái Fateh, el Mediterráneo-Urales para la producción rusa como crudo marcador para el Este, el de Singapur que se ha incrementado su uso como marcador para los precios del crudo en el Lejano Este.

El WTI en los Estados Unidos de América, el crudo Fateh Dubái del Golfo Pérsico y el muy importante Brent de Inglaterra son considerados como los más indicativos marcadores para el mercado petrolero.

Normalmente se mantienen unas diferencias entre estos crudos: el Brent está alrededor de USD1,00 más bajo que el WTI y el Dubái alrededor de USD2,10 más bajo que el Brent.

La producción de crudo ecuatoriano se lo clasifica en dos grupos de mezclas de varios campos:

³² El contenido de agua salada se expresa en lb de sal por barril (lb/barril)

1. Crudo Oriente: producido en los campos de Petroproducción y transportado por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE). Crudo medio y agrio con una gravedad de alrededor de 23.5 °API y un contenido de 1.5% de azufre
2. Crudo Napo: producido en los campos de las empresas privadas y transportados por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP). Crudo pesado y agrio con gravedad de alrededor de 18.5 °API y un contenido de azufre de 2.2%

Una vez conocidos estos datos se debe analizar y clasificar las inversiones que se realizaron y los costos que se requerirán para la operación del campo durante la explotación de los yacimientos. Con estos datos se efectúa el flujo de caja que permita estimar su rentabilidad y definir en consecuencia la viabilidad de explotar un campo.

Normalmente se realizan inversiones de capital desde los inicios del proyecto y muchos años antes de que se empiece a recibir ingresos, incluso se las clasifican como aquellas que se hacen por una sola vez; normalmente tienen que ver con estudios geofísicos y geológicos, costos de perforación, tanquería, facilidades (instalaciones de superficie), completamientos, líneas de flujo, ductos principales para petróleo y/o gas, tanques de almacenamiento, campamentos, etc.

También las inversiones de capital pueden hacerse durante la vida económica del proyecto, es decir, mientras se realiza la explotación como: perforaciones de avanzada, perforaciones y re-completamiento de pozos en otras formaciones diferentes que las inicialmente exploradas, perforaciones direccionales y horizontales, instalaciones para levantamiento artificial, recuperación secundaria y recuperación mejorada cuando la presión natural de los yacimientos ha disminuido, mejoramiento y aumento de capacidad o cambio de las instalaciones de superficie.

En cambio, los costos de operación se los realiza periódicamente como necesarios para el trabajo y operación diaria del campo y en los análisis del flujo de caja se los considera como gastos anuales o periódicos, o gastos por unidad de producción. Normalmente se refieren a costos fijos, costos variables por unidad de producción, mantenimiento de instalaciones, mantenimiento de pozos y gastos generales.

Las estimaciones de los valores de costos de operación varían de compañía a compañía, de región a región, etc., muchas tienen porcentajes estimados para los

cálculos, otros tiene valores para operaciones costa afuera y otros para operación en el continente. Normalmente se basan en valores estadísticos, considerando períodos en los cuales tengan que hacer mantenimiento de pozos: reacondicionamientos por ejemplo, reemplazo de tuberías de protección, cambio de lastre, etc.

La hoja para el cálculo del flujo de caja no es sino juntar los datos que se mencionaron anteriormente para permitir una interpretación, por parte de los analistas y la gerencia de los proyectos, de la rentabilidad de los mismos.

Hay varios programas de software comerciales que están disponibles en el mercado que permiten hacer este trabajo, (las siglas están expresadas por su nombre en inglés) (M.A.Mian, 2002:171):

OGRE: Evaluación de reservas de crudo y gas

EUREKA 5.13: evaluación económica de crudo y gas (Richard J. Miller & Associates Inc.)

WHAT-IF2: Análisis Económico de crudo y gas (T&E Garland, Inc.)

PETROCAL C3: Economía y evaluación de yacimientos (Gulf Publisher)

La mayoría de compañías ha desarrollado y utiliza sus propios programas de software que le permite hacer sus análisis para evaluación económica.

III.II. Descripción del modelo

El análisis del flujo de caja, que también se le conoce como los “Descuentos de Flujo de Efectivo”, es una herramienta que se emplea para varios trabajos de evaluación de campos petroleros a cargo de una empresa productora u operadora. Se utilizará un modelo diseñado por el Ing. Doc Vourphal³³,

Este modelo consiste en estimar los ingresos por venta de crudo y gas proyectado para los años de operación de un bloque en función de los años de vigencia de un contrato.

³³ Ing. canadiense que trabajó con PACALTA, accionista de City Investing Co.Ltd., actual Andes Petroleum.

La producción es multiplicada por el precio de mercado, ajustado con los descuentos por la calidad del crudo del bloque, descontando los valores por regalías o participaciones, impuestos a la producción, costos de operación, gastos administrativos generales, depreciaciones, depletación y amortizaciones, impuestos estatales (impuestos a la renta).

Una vez obtenido el flujo anual y considerando los flujos de todos los años, traerlos a Valor Presente Neto (VPN), con varias tasas de descuento para comparar estos valores con el de inversión propuesto y los posibles saldos positivos que se obtendría, lo que nos da un soporte para la factibilidad económica de la inversión.

Adicionalmente, y junto con este análisis se evalúa la Tasa Interna de Retorno (TIR), para la recuperación de la inversión que esté dentro de rangos aceptables en la industria petrolera, que se considera aceptable entre un 15 y un 25%.

En función de estas consideraciones se estableció los parámetros que servirán de base para los cálculos con las diferentes alternativas que permitan hacer los análisis.

El modelo consta del cuadro principal con flujos de caja anuales desplegados horizontalmente y con varias columnas en las que se afectan con fórmulas los cálculos pertinentes.

Las fórmulas que sirven para los cálculos utilizan datos de inversiones programadas en la vida del proyecto, datos de calidad del crudo, costos de operaciones, costos de transporte por oleoductos y gasoductos, referencias del crudo marcador, (precios internacionales), etc., los mismos que se señalan en el cuadro de anexos al cuadro principal y están interrelacionados con el cálculo principal del flujo de caja anual.

Para la aplicación de este método es fundamental partir de las proyecciones de producción para el período del Contrato (normalmente entre 20 y 25 años), en base de las reservas por recuperar. (POES)³⁴ y (GOES)³⁵, constituyen las reservas recuperables.

³⁴ Petróleo original en sitio

³⁵ Gas original en sitio

Es importante definir la calidad de crudo que es muy variable incluso dentro de un mismo campo pero se suele trabajar con un promedio que sea representativo. Se lo expresa en °API correspondiente a cada mes.

En el país, el rango de la calidad de los crudos representativos está entre los 18.5 °API para el crudo Oriente y los 23.5 °API para el crudo llamado Napo que son producto de una mezcla de los crudos pesados y los livianos de la Región Amazónica que nos sirve para considerar la disminución del precio de mercado con respecto al crudo referencial West Texas Intermediate (WTI) que tiene una calidad de 39.6 °API y 0.24% de contenido de azufre.

Estimaciones (proyecciones) de producción.- En el presente trabajo no se analiza un campo en concreto ya que se trata de conocer el comportamiento del flujo con varios datos que hagan ver una sensibilidad con la influencia de algunas variables pero si se considera algunos datos referenciales de campos de la Región Amazónica.

Planes de desarrollo.- Es importante estimar los planes de desarrollo que tendrá una empresa, como operadora de un campo, para considerar los datos de las inversiones anuales, las mismas que deben ser amortizadas con la producción.

Se trabajará con datos referenciales por los reportes y los informes periódicos de algunas actividades que se desarrollarán: exploración sísmica, perforaciones exploratorias, construcción de facilidades de superficie, completamientos y re-acondicionamientos de los pozos para alcanzar los pozos productivos, desarrollo y mantenimiento (workover) de los pozos cada dos años para mantener su producción y evitar una declinación acelerada de los mismos.

Estos trabajos se resumen en un cuadro valorado de inversiones proyectadas, adjunto al cuadro principal las que sirven para el cálculo del flujo de efectivo.

Precio del crudo.- A pesar de la variabilidad que ha tenido el precio del crudo en el último año y al tratarse de una estimación económica para un proyecto de largo plazo, debe prescindirse de los picos altos (USD147 en julio 2008) como también de los bajos (USD32.35 en febrero 2009), para optar por precios promedios para todo el período de

análisis, considerando los escenarios más probables, como los que señalamos a continuación:

El precio del gas consideramos la referencia de los precios de un gas asociado de USD3.86 el millar de pies cúbicos.

Costos y gastos, impuestos.- Hay varios impuestos que se deben pagar al Estado ecuatoriano:

- a) Regalías (aportaciones).- Se debe pagar tasas entre el 12.5 y el 18.5% de la producción. Hay contratos que tienen valores superiores.
- b) Participación laboral.- Hay que considerar el pago del 15% de la utilidad bruta como participación laboral entre los trabajadores en general.
- c) Impuesto a la renta.- Sobre las ganancias de las empresas petroleras, deben cancelar el 25% sobre las utilidades netas.

Se ha acostumbrado en la industria petrolera y para este tipo de contratos considerar un solo valor consolidado de 36.25% con los dos valores anteriores: participación laboral e impuesto a la renta.

- d) Impuesto a la producción bruta.- Hemos considerado bajo este concepto todos los aportes que hace la empresa como los aportes de Obra Social, impuesto a la ecología, renta sustitutiva, municipios, Superintendencia de Compañías, Ecorae y transporte del crudo del campo por un oleoducto a través de una zona regional.

Costo de producción.- Con la experiencia en años anteriores de algunos campos en la Amazonía consideramos los siguientes valores: 7.89 USD/Barril para campos que producen crudos semipesados de 26.5 °API; / 8.97 USD/Barril para campos que producen crudos pesados 23.5 °API y 11.94 USD/Barril para campos que producen crudos extra pesados de 14.4 °API

Factor de costo de inflación.- Se consideró el 3% como índice de inflación internacional, es el que hemos tomado dentro de los parámetros para los análisis.

Mínimo costo de operación anual.- Tomamos el parámetro internacional de USD50 000 /año

Costos indirectos.- Igualmente estos pueden variar año a año y también hemos considerado un estándar internacional de USD50.000 /año.

Costo de transporte de petróleo y gas.- Este dato no consta de manera explícita, ya que entendemos que los productos son repartidos y entregados en el punto de fiscalización y entrega y solamente hay un transporte desde boca de pozo hasta planta de tratamiento a través líneas de flujo. sin embargo, puede producirse el transporte a través de oleoducto secundario hasta un centro de almacenamiento y/o a través de una línea principal (oleoducto) hasta un centro de exportación o industrialización, que está incluido en el costo de producción.

Crudo referencial.- En América se utiliza el crudo West Texas Intermediate (WTI), que es un crudo liviano producido en el Estado de Texas en los Estados Unidos de América y de un alto grado API (39.6 °API y un contenido de azufre del 0.24 %), en función de esta referencia se compara las calidades de los crudo puestos en el mercado y entregado para ser refinados.

Aquel que tiene una calidad inferior a este crudo referencial recibe un castigo, disminución de su precio con referencia al crudo WTI, normalmente se lo hace en precios FOB; se considera adicionalmente el tema del transporte cuando es trasladado a un país diferente para ser industrializado.

Gravedad del crudo del bloque.- Para el análisis se trabajó con tres calidades: uno liviano de 26.5 °API, pesado de 23.5 °API tomado como referencia el crudo Oriente y extra pesado de 14.4 °API de uno de los bloques en la Amazonía.

Sufren un castigo por calidad referido al WTI de USD5.00 en el caso del crudo liviano, USAD7.06 en el caso del crudo pesado y USD9.42 en el caso del crudo extra pesado.

Evaporación.- Normalmente se produce evaporación de hidrocarburos livianos contenidos en un crudo almacenado que contiene variedad de productos, principalmente entre los carbonos C1 y C5, que son más volátiles y depende de las condiciones atmosféricas donde están localizados los tanques de almacenamiento: cambios de

temperatura, presión del líquido y nivel del mismo dentro del tanque, se mide en lbs/año y se puede estimar en porcentaje, dependiendo de la gravedad del crudo.

Para el análisis consideramos un valor de 0.02% para las tres calidades de crudo.

Barril de petróleo equivalente (BOE).- Conocido también como COE (Crude Oil Equivalent), usado para equiparar el gas y el petróleo cuando se refiere a las reservas en el subsuelo. Es una unidad de energía basada en la liberación de energía al quemar un barril de crudo, se mide en BTU y la relación entre el del gas y el del petróleo está en su relación calórica. Se considera:

1 Bbl. de crudo = 5.63 MPCG

0.18 Bbls. de crudo = 1 MPCG

En razón de que 1 Bbl. de petróleo = 5'800.000 BTU; y,

1 MPCG = 1'030.000 BTU

Se considera estos valores en los cálculos ya que tiene incidencia en el precio al comparar el precio del crudo con el precio del equivalente de gas natural.

Análisis.- Los parámetros mencionados anteriormente y señalados en los cuadros siguientes se utilizan luego en una matriz diseñada para multiplicar los volúmenes de producción anuales por el precio del crudo del bloque referenciado con el WTI y se realicen los descuentos: regalías o participación, impuesto a la producción, costo de transporte, costos operativos, inflación, depreciación, impuesto a la renta, IVA, en caso de haberlo.

Se obtiene el descuento de flujo de efectivo para cada año, con cuyos valores se calcula la Tasa Interna de Retorno (TIR) así como el Valor Presente Neto (VAN), entre otros indicadores, que nos permiten evaluar económicamente el proyecto y sustentar la razonabilidad del mismo.

En los cálculos se trabajó con cinco escenarios en los cuales están considerados cinco precios diferentes:

- (i) El más bajo, USD61.97 que se tomó como promedio de los precios que se registraron en el año 2009 luego de la crisis del alza máxima en julio el 2008 de USD147.00.

- (ii) Del 2008 se tomó a su vez al promedio de los precios que se registraron ese año, USD99.64.
- (iii) El promedio de los precios que se han registrado hasta septiembre del 2010 USD77.69.
- (iv) El promedio de USD82.00 que tiene proyectado para el 2011 la Administración de Información de Energía (“EIA” por su siglas en Ingles) de las estadísticas oficiales de energía del Gobierno de los Estados Unidos de América.
- (iv) Una proyección de precios variables de la misma agencia para los años siguientes que se consideran para la vida de un proyecto, hasta el 2027.

Precio de compra		SM
PROYECTO		Campo VHA
Proyectado		
IVA Tax Porcentaje		0 %
Escenario futuro del crudo	(tabla anexa)	1
Precios del Gas	3.86	\$ Mcf
Regalías	18.5	%
Impuesto a la Renta	36.25	%
Impuesto a la producción	2.1	%
Costo de operación – Crudo	5.8	\$/Bbl.
Costo de operación - Gas	0.00	S Mcf
Mínimo costo de operación	50.0	\$M/año
Factor inflación costo de operación	3.0	%
Costos indirectos	50.0	\$M/año
BOE Tasa de conversión	0.2	Mcf/Bbl.
Costo tratamiento	0.00	Por Mcf
Costo transporte gas	0.00	\$/Mcf
Costo transporte crudo	0.00	\$/Bbl
Gravedad del crudo base	39.6	°API
WTI	Tabla 3 alternativas	\$/Bbl
WTI diferencia		\$/Bbl
Diferencia de grado		/°API
Gravedad del crudo		° API
Evaporación: Fuel & gas	0.00	%
Condiciones de producción	0	Bbls/MMcf

Dentro de cada escenario se consideró tres alternativas para las tres calidades de crudo propuestos para ver el comportamiento de la tabla.

Con los precios elegidos se procedió a analizar cada una de las tres alternativas para cada uno de los cinco escenarios con los datos de calidad de crudo, participación entregada al Estado y el costo de operación, referencial de lo que ha pasado en algunos bloques anteriormente, que se resumen en el cuadro siguiente:

DATOS CONSIDERADOS PARA EL ANALISIS DE LAS ALTERNATIVAS

ORD	ESCENARIO	ALTERNATIVA	°API	% PARTICIPAC.	COSTO OPERACION	\$ WTI	DIFERENCIA WTI
1	1	P1 A1	26.5	21.1	\$7.89	61.97	5.00
2	"	P1 A2	23.2	17.4	\$8.97	61.97	7.06
3	"	P1 A3	14.4	13.05	\$11.94	61.97	9.42
4	2	P2 A1	26.5	21.1	\$7.89	77.37	5.00
5	"	P2 A2	23.2	17.4	\$8.97	77.37	7.06
6	"	P2 A3	14.4	13.05	\$11.94	77.37	9.42
7	3	P3 A1	26.5	21.1	\$7.89	82	5.00
8	"	P3 A2	23.2	17.4	\$8.97	82	7.06
9	"	P3 A3	14.4	13.05	\$11.94	82	9.42
10	4	P4 A1	26.5	21.1	\$7.89	99.64	5.00
11	"	P4 A2	23.2	17.4	\$8.97	99.64	7.06
12	"	P4 A3	14.4	13.05	\$11.94	99.64	9.42
13	5	P5 A1	26.5	21.1	\$7.89	82	5.00
14	"	P5 A2	23.2	17.4	\$8.97	A	7.06
15	"	P5 A3	14.4	13.05	\$11.94	125.08	9.42

Adicionalmente se estimó las inversiones que habría que realizar para explorar, desarrollar y producir un campo en la vida del proyecto: perforaciones exploratorias al inicio, muchas en sitio a los que no hay acceso y es necesario utilizar helicópteros, luego perforaciones de avanzada, junto con los completamientos y perforaciones para inyección de agua de formación e inclusive la consideración que en ocasiones se encontrarán pozos secos y no productivos, aparejado con esas operaciones el tendido del líneas de flujo y construcción de facilidades de superficie para el tratamiento de fluidos.

Se consideró también la implementación de planes de manejo ambiental para el desarrollo de las operaciones y evitar causar daños al medio ambiente y al ecosistema.

INVERSIONES ESTIMADAS (En Miles de dólares)

Año	Protección Ambiente (\$M)	Work-Overs (\$M)	Drillwells (\$M)	Dry Holes (\$M)	Seismic (\$M)	Pipelines (\$M)	Facilities (\$M)	Geology (\$M)	Completion (\$M)	Levant. Artificial (\$M)	Vias Platforms (\$M)	TOTAL Investment (\$)
2010												0.00
2011			20 000		3 400			1 700	3 949			29 049
2012		715.0	43 000	4 400		1 600	16 000		3 949			69 664
2013	1 200	572	43 600	4 400		1 600	1 300		3 159			55 259
2014	200	572	25 800	2 200		800	1 200		3 159			33 931
2015	200		24 900	2 200		800	800		3 159			32 059
2016	200		28 400	2 200		400	1 000		793			33 565
2017			2 025			400	750		793			3 968
2018		286	2 025			400			793			3 504
2019	1 200									1 200		2 400
2020		286								2 000		2 286
2021												0.00
2022	500	286										786
2023										2 000		2 000
2024		286										286
2025												0.00
2026		286										286
2027												0.00
TOTAL	3 500	3 289	189 750	15 400	3 400	6 000	21 050	1 700	19 754	5 200	0.00	269 043

Con estos datos que constan en los cuadros precedentes se aplicó la matriz de cálculo que consta en el Anexo-1 con las diferentes alternativas para cada uno de los escenarios.

Analizando la sensibilidad de la tabla de descuento de flujos de efectivo se observa que con los diferentes valores utilizados de la calidad del crudo, los costos de operación, valores de participación existentes en los contratos de participación vigentes y los diferentes castigos por calidad del crudo con respecto al crudo referencial WTI, las variaciones no son significativas.

En general se obtuvo VPN muy alto para varias tasas de descuento o de recuperación (entre 5 y 30%), al igual que las tasas internas de retorno que no se registraban en los cuadros y en el cuadro resumen más adelante le represento matemáticamente como ∞ (infinito), (Anexos 2-16).

Se procedió a cambiar manualmente las regalías o participaciones en cada alternativa hasta obtener una tasa interna de retorno del 25%, considerada justa, con lo

que se obtienen valores presentes netos aceptables para una inversión planteada, (Anexos 17 al 31).

Se observa que la incidencia que tiene la calidad del crudo, junto con los costos de operación que tiene una proporción inversa, a mayor calidad menor costo de operación y menor aporte al Estado (regalía) no es tan grande como la incidencia que tiene el precio del crudo en los resultados.

Con las tasas de participación o regalías vigente los inversionistas obtienen rentabilidades altas lo que arrojarían una recuperación acelerada de la inversión, por lo que al incrementar la regalía, aporte o participación al Estado para una tasa justa de recuperación de la inversión se obtienen valores que están entre el 46 y el 66% de manera general y arrojan igualmente participaciones representativas para el Estado.

Los datos que se consideraron tanto para producción como las inversiones son referenciales y son los mismos para todos los escenarios. Los costos de producción también son referenciales y son los mismos para cada calidad de crudo.

El análisis refleja que, solamente cuando se conozcan las características de los yacimientos se podrán determinar los volúmenes de la reservas y solo allí determinar los factores de recuperación y por ende los valores reales de producción junto con sus costos para analizar los descuentos de los flujos de efectivo y la rentabilidad de la explotación de un campo.

RESULTADOS OBTENIDOS Y NUEVAS PARTICIPACIONES:

ORD	ESCENARIO	ALTERNAT.	% PARTICIPAC	TIR	VPN Obtenido (\$M)	NUEVO % PARTICIPAC	NUEVO TIR
1	1	P1 A1	21.1	∞	30 % = \$40.252	46.5 %	24.5 %
2	"	P1 A2	17.4	∞	30 % = \$38.150	42.3 %	24.9 %
3	"	P1 A3	13.05	90.2	30 % = \$29.663	34 %	24.9 %
4	2	P2 A1	21.1	∞	30 % = \$77.796	57.2 %	25 %
5	"	P2 A2	17.4	∞	30 % = \$77.503	54.4 %	25 %
6	"	P2 A3	13.05	∞	30 % = \$71.144	48.4 %	25 %
7	3	P3 A1	21.1	∞	30 % = \$89.084	59.6 %	25.1 %
8	"	P3 A2	17.4	∞	30 % = \$89.335	57.1 %	25 %
9	"	P3 A3	13.05	∞	30 % = \$83.616	51.5 %	25.1 %
10	4	P4 A1	21.1	∞	30 % = \$132.088	66.8 %	24.9 %
11	"	P4 A2	17.4	∞	30 % = \$134.413	64.8 %	25.2 %
12	"	P4 A3	13.05	∞	30 % = \$131.131	60.6 %	25 %
13	5	P5 A1	21.1	∞	30 % = \$138.394	67,9 %	25 %
14	"	P5 A2	17.4	∞	30 % = \$141.022	66.1 %	25 %
15	"	P5 A3	13.05	∞	30 % = \$138.097	62 %	25.1 %

CAPITULO IV

CONCLUSIONES

Luego de haber revisado y analizado las condiciones en las cuales se desarrolló la explotación minera y la explotación petrolera como una derivación de esta y considerando las condiciones de la participación de la renta petrolera que recibía el Estado, se puede colegir que:

Siempre hubo interés en el Ecuador por la explotación minera desde la época pre-colombina y acentuada aún más en la época colonial en la que se trabajó de manera semi-industrializada.

Los porcentajes de las regalías que se exigió a quienes realizaban la explotación de los minerales en la época colonial debieron pagar tasas que fluctuaban entre el 10% (diezmos) y el 20% (quintiles) de la producción bruta.

A inicios del siglo XX, comienzos de la época petrolera en los arrendamientos, las regalías continuaban en el 6%, se incrementó luego al 12% en las concesiones

En la segunda mitad del siglo XX, época del boom petrolero, se mantuvieron los mismos porcentajes entre el 5 y el 11%, que luego se incrementó a 18.5%.

Con los contratos de asociación también se mantuvo tasas del 16% y con los contratos de participación se fijaron tasas de aportes al Estado entre el 12.5 y el 18.5%

El impuesto a la renta sobre las utilidades se fijó en tasas que comenzaron con el 8% a inicios del siglo XX, fijándose como tope máximo en 87.5% con el contrato con Texaco y del 44% en los contratos de asociación

En las leyes de Hidrocarburos que estuvieron vigentes existieron varias modalidades contractuales. Siempre se buscó otras para la firma de nuevos contratos con el interés de obtener mayores beneficios económicos para el Estado; pero siempre se estipularon porcentajes dentro de los mismos rangos. El Estado no incrementó el beneficio económico que aspiraba y que motivó los cambios de modalidad contractual.

Los porcentajes que fijan las tasas que el contratista debe entregar al Estado en calidad de participación en los contratos vigentes son bajos, la rentabilidad que obtienen

sobre sus inversiones es elevada principalmente cuando el precio del petróleo es alto y este es el factor que más influencia en la rentabilidad a pesar de ser ajeno al manejo y control por parte del Estado y del operador, pues, depende de la oferta y demanda en el mercado internacional.

Con estos antecedentes y procurando obtener mayores beneficios sobre su riqueza natural, el Estado debería considerar que los contratos podrían dividirse en dos:

Uno para la etapa de exploración para separar la inversión de riesgo en el período exploratorio donde el contratista asuma esa inversión.

Un segundo contrato para la explotación cuando se encuentren nuevas reservas que sean comercialmente explotables, en el que se determinen las condiciones económicas entre el Estado y el contratista fijando porcentajes de participación más altos dependiendo de la calidad del crudo.

Un mínimo del 45% para crudos pesados y mayores para crudos livianos, alrededor del 67 %

Se deberían fijar parámetros de reajuste periódico en función de los ingresos acumulados relacionados con los gastos acumulados para procurar mantener la economía del contrato y que las partes mantengan su participación y los beneficios acordados.

BIBLIOGRAFIA

- Acosta E., Alberto (1995): *Breve Historia Económica de la República del Ecuador*, Quito, Corporación Editora Nacional
- Arauz, Luis A (2009): *Derecho Petrolero Ecuatoriano*, Quito, Comité de Empresa de los trabajadores de Petroproducción
- Arauz Luis, Tandazo Augusto, Arregui Napoleón, (1972): *Legislación Petrolera Ecuatoriana*, Quito, Junta Nacional de Planificación
- CMI International Group, (2008) *LLC, Workshop de negociación, basic and Advanced*, Cambridge, Massachusetts, USA Harvard University,
- Deborah, Itriago (2009), *Contra la Maldición de los Recursos Naturales*, España, Oxfarm, informe 134
- Ficher, Roger and Ertel Daniel, (1995), *Getting Ready to NEGOTIATE, The Getting to yes workbook/a step-by-step guide to preparing for any negotiation*, New York, New York, USA. Penguin Group
- Ficher, Roger and Brown Scott, of the Harvard Negotiation Project, (1988), *Getting Together, Buildign Relationships As We Negotiate*, New York, New York, USA. Penguin Group
- Ficher, Roger and Ury, William (1983), *Getting to Yes, Negotiation Agreement Without Giving In*, New York, New York, USA. Penguin Group.
- Galarza, Jaime, (1973): *Piratas en el Golfo*, Quito, Ecuador Ediciones solitierra
- Gordillo, G. Ramiro (2003): *El Oro del Diablo*; Quito, Corporación Editora Nacional.
- Johnston, Daniel (2003): *International Exploration Economic, Risk, and Contract Analysis*, Tulsa, Oklahoma, EUA, Penn Well Corporation
- Johnston, Daniel (1992): *Oil Company, Financial Analysis in Nontechnical Language*, Tulsa, Oklahoma, EUA, Penn Well Publishing Company
- Llanes S., Henry (2006): *Contratos Petroleros, inequidad en la distribución de la producción*, Quito Gráficas Silva.
- Marín X. José N, Ketelhöhn E., Werner, (1988), *Inversiones Estratégicas, un Informe Multidimensional*, San José, Costa Rica, Asociación Libro Libre
- Marichal, Carlos (2007), *Fuentes para la historia del petróleo de México*, [http:// petroleo.colmex.mx/index.php/legislación](http://petroleo.colmex.mx/index.php/legislación). (visitada en julio y agosto 2010)
- M.A. Mian: (2002), *Project Economics and Decision Analysis, Volumen I: Deterministic Models*, Tulsa, Oklahoma, EUA, PennWell Corporation
- Medinaceli, Mauricio: (2010) *Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*, Quito, OLADE
- PETROECUADOR (1996), *Hitos de la Industria Petrolera*, Quito, Petroecuador
- Petroindustrial, PETROECUADOR: *Glosario Petrolero*, Glosarios Petroleros, mht
- Reglamento de Aplicación a la Ley Reformatoria de Hidrocarburos No. 44
- Rosbaco, Juan A., (1988), *Evaluación de proyectos: Teoría General y su aplicación a la Explotación de Hidrocarburos / 2ª. Edición*, Buenos aires, EUDEBA

ANEXOS

ANEXO -1

OIL & GAS																															
Empresa Quien Sabe																															
Calculated IRR = 35.2%										@ a Purchase Price of: 0 \$M																					
PROJECT: Campo VHA										100% Case: Quien Sabe																					
Forecast:										Notes: Production Starts Jan. 1, 2000																					
IVA Tax Percentage 0.0 %					Operating Cost Inflation Factor 0.0% per year					Oil Base Grav. 32 deg API																					
Oil Forecast Scenario 3					Indirect Cost 50 \$M/Yr					WTI = see table \$/bbl																					
Gas Price 1,400 \$/Mcf					BOE Conversion Rate 10.0 Mcf/Bbl					WTI Diff = 1.48 \$/bbl																					
Royalties 20.0 %					Treatment Costs 0.00 per Mcf					Grade Diff = 0.00% / deg API																					
Federal Inc. Tax 35 %					Gas Transportation Costs 0.357 US\$/Mcf					Oil Grav = 32 deg API																					
Tax on Gross Revenues (Prod Tax) 2.0 %					Oil Transportation Costs 0.921 US\$/Bbl					Fuel & Gas Shrink = 7.0%																					
Operating Cost - Oil \$ 5.00 \$/Bbl					Cond Yield = 0 bbls/MMcf																										
Operating Cost - Gas \$ 0.100 \$/Mcf																															
Minimum Operating Cost 50 M\$/year																															
Year	Oil (bbls/day)	Gross Gas Prod (MMcf/d)	Cond (bbls/day)	Oil Price (\$/bbl)	Gross Revenue \$M	Royalties 20.0% \$M	Prod Tax \$M	Transp. Cost \$M	Net Revenue \$M	Treatment Cost (Gas) \$M	Operating Cost \$M	Inflated Op. Cost \$M	Capital Investments \$M	Deprec. \$M	Indirect Costs \$M	Federal Inc. Tax \$M	Book Revenue \$M	IVA Tax on Purch \$M	IVA Recovery \$M	Cash Flow \$M	Cumul Cashflow \$M	1 WTI F'cast THR	2 WTI F'cast THR	3 WTI F'cast THR	Before Capital BFIT \$M	After Capital BFIT \$M	IVA Tax on Purch \$M	IVA Recovery \$M	Cum Recovery \$M	Applicable Recovery \$M	Cum Appl Rec \$M
1999																															
2000	100	0.480	0.0	20.52	977	176	20	96	685	0	200	200	1,000	193	50	85	157	0	0	-649	-649	21	22	22	435	-565	0	0	0	0	0
2001	95	2.734	0.0	22.52	2,080	338	42	388	1,312	0	273	273	500	592	50	139	258	0	0	350	-300	20	20	24	989	489	0	0	0	0	0
2002	90	1.710	0.0	21.52	1,520	253	30	253	983	0	227	227	500	403	50	106	197	0	0	100	-199	19	18	23	706	206	0	0	0	0	0
2003	85	1.045	0.0	20.52	1,133	194	23	185	752	0	193	193	0	278	50	61	150	0	0	428	229	18	18	22	509	509	0	0	0	0	0
2004	80	0.638	0.0	17.52	815	141	16	110	548	0	169	169	0	200	50	45	83	0	0	283	512	18	18	19	328	328	0	0	0	0	0
2005	75	0.241	0.0	16.52	567	102	11	57	397	0	146	146	0	124	50	27	50	0	0	174	686	18	18	18	201	201	0	0	0	0	0
2006	70	0.000	0.0	16.52	422	80	8	24	310	0	128	128	0	75	50	20	37	0	0	113	799	18	18	18	133	133	0	0	0	0	0
2007	65	0.000	0.0	16.52	392	74	8	22	288	0	119	119	0	70	50	17	32	0	0	102	901	18	18	18	120	120	0	0	0	0	0
2008	60	0.000	0.0	16.52	362	68	7	20	266	0	110	110	0	64	50	15	27	0	0	92	993	18	18	18	107	107	0	0	0	0	0
2009	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0.000	0.0	16.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	993	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
263	2500	0			8268	1427	165	1135	5541	0	1564	1564	2000	2000	450	535	993	0	0	993					3527	1527	0	0	0	0	0
Mbo	MMcf	Mbo																													
Internal Rate of Return (IRR) 35.2%																															
NPV																															
5% 698																															
10% 485																															
12% 417																															
15% 328																															
20% 211																															
25% 123																															
30% 54																															
Year	Purchase Price (\$M)	Work-overs (\$M)	Drillwells (\$M)	Dry Holes (\$M)	Seismic (\$M)	Pipelines (\$M)	Facilities (\$M)	Total Investment (\$M)																							
2000	1,000.0							1,000.0																							
2001		500.0						500.0																							
2002			500.0					500.0																							
2003								0.0																							
2004								0.0																							
2005								0.0																							
2006								0.0																							
2007								0.0																							
2008								0.0																							
2009								0.0																							
2010								0.0																							
	1,000.0	500.0	500.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2,000.0																						

ANEXO-2

OIL & GAS				Empresa QUIEN SADE																				
TIR Calculado = #DIV/0!																								
@ Precio de Compra 0 \$M																								
PROYECTO	Campo VHA			100% Caso: Participación BP												Nota: Producción Inicia Enero 2009	39,6 * API							
Proyectado:				Factor Inflación Costo Operac.												3,0%	por Año	Grav. Crudo Base	WTI =					
IVA Tax Percentage				Cost Indirectos												50	SM/Año	WTI Diff. =	5,00					
Escenario Futuro del Crudo				BOE Tasa de Conversión												0,2	Mcf/Ebl	Grade Diff. =	0,00%					
Precio del Gas				Costo Tratamiento												0,00	por Mcf	Grav. Crudo =	26,5					
Regalías				Costo Transporte Gas												0,000	US\$/Mcf	Evapor. Fuel & Gas =	0,0%					
Impuesto a la Renta				Costo Transporte Crudo												0,000	US\$/Ebl	Condic. Producc. =	0					
Imp. A la Producción (Prod. Tax)				Costo Operación - Crudo												7,89	\$/Ebl							
Costo Operación - Gas				Costo Operación - Gas												50	\$/Mcf							
Mínimo Costo de Operación																								
Año	Crudo	Gas Prod	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj Caja	1	2	3
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	Crudo	Brutos	21,1%	Produc.	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost Op.	Capital	SM	Indirect	Renta	Libros	en Comp.	Recuper.	Caja	Acumulado	WTI	WTI	WTI
				\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Project.	Project.	Project.
2009	0	0,000	0,0	56,97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82
2010	3.799	0,000	0,0	56,97	78.997	16.668	1.691	0	60.638	0	10.941	11.269	29.049	13.693	50	12.914	22.711	0	0	7.356	7.356	61,97	77,37	82
2011	4.885	0,000	0,0	56,97	101.579	21.433	2.174	0	77.972	0	14.068	14.490	69.664	17.608	50	16.611	29.213	0	0	-22.843	-15.488	61,97	77,37	82
2012	6.142	0,000	0,0	56,97	127.717	26.948	2.733	0	98.036	0	17.688	18.219	55.259	22.139	50	20.890	36.738	0	0	3.618	-11.870	61,97	77,37	82
2013	6.769	0,000	0,0	56,97	140.755	29.699	3.012	0	108.043	0	19.494	20.079	33.531	24.398	50	23.025	40.492	0	0	30.959	19.089	61,97	77,37	82
2014	7.338	0,000	0,0	56,97	152.587	32.196	3.265	0	117.126	0	21.132	21.766	32.059	26.449	50	24.962	43.898	0	0	38.289	57.378	61,97	77,37	82
2015	7.881	0,000	0,0	56,97	163.878	34.578	3.507	0	125.793	0	22.696	23.377	33.565	28.407	50	26.810	47.149	0	0	41.991	99.368	61,97	77,37	82
2016	7.468	0,000	0,0	56,97	155.290	32.766	3.323	0	119.201	0	21.507	22.152	3.968	26.918	50	25.404	44.676	0	0	67.626	166.995	61,97	77,37	82
2017	5.860	0,000	0,0	56,97	121.853	25.711	2.608	0	93.534	0	16.876	17.382	3.504	21.122	50	19.930	35.050	0	0	52.468	219.663	61,97	77,37	82
2018	4.768	0,000	0,0	56,97	99.562	21.008	2.131	0	76.424	0	13.789	14.202	2.400	17.268	50	16.281	28.632	0	0	43.490	263.153	61,97	77,37	82
2019	3.722	0,000	0,0	56,97	77.395	16.330	1.656	0	59.409	0	10.719	11.040	2.286	13.416	50	12.652	22.250	0	0	33.380	296.533	61,97	77,37	82
2020	3.130	0,000	0,0	56,97	65.085	13.733	1.393	0	49.960	0	9.014	9.284	0	11.282	50	10.637	18.706	0	0	29.988	326.521	61,97	77,37	82
2021	2.837	0,000	0,0	56,97	58.993	12.447	1.262	0	45.283	0	8.170	8.415	786	10.226	50	9.640	16.952	0	0	26.392	352.913	61,97	77,37	82
2022	2.701	0,000	0,0	56,97	56.165	11.851	1.202	0	43.112	0	7.778	8.012	2.000	9.736	50	9.177	16.138	0	0	23.874	376.787	61,97	77,37	82
2023	2.484	0,000	0,0	56,97	51.652	10.899	1.105	0	39.648	0	7.154	7.368	286	8.953	50	8.438	14.839	0	0	23.506	400.293	61,97	77,37	82
2024	2.055	0,000	0,0	56,97	42.732	9.016	914	0	32.801	0	5.918	6.096	0	7.407	50	6.977	12.271	0	0	19.678	419.971	61,97	77,37	82
2025	1.587	0,000	0,0	56,97	33.000	6.963	706	0	25.331	0	4.570	4.707	286	5.720	50	5.384	9.469	0	0	14.903	434.875	61,97	77,37	82
2026	1.196	0,000	0,0	56,97	24.870	5.248	532	0	19.090	0	3.444	3.548	0	4.311	50	4.053	7.128	0	0	11.439	446.314	61,97	77,37	82
	27.244	0	0		1.552.109	327.495	33.215	0	1.191.399	0	214.958	221.406	269.043	269.043	850	253.786	446.314	0	0	446.314				
	Mbo	MMcr	Mbo																					
Internal Rate of Return (IRR)																			#DIV/0!					
NPV																								
5%																			272.854					
10%																			174.525					
12%																			147.561					
15%																			115.915					
20%																			79.449					
25%																			55.918					
30%																			40.252					
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment												
2010			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			9,9												
2011		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			29.049,0												
2012	1.200,0		43.600,0	4.400,0		1.600,0	1.300,0		3.159,0			69.664,0												
2013	200,0	572,0	25.800,0	2.200,0		800,0	1.200,0		3.159,0			55.259,0												
2014	200,0		24.900,0	2.200,0		800,0	800,0		3.159,0			33.931,0												
2015	200,0	572,0	28.400,0	2.200,0		400,0	1.000,0		793,0			32.059,0												
2016			2.025,0			400,0	750,0		793,0			33.565,0												
2017			2.025,0			400,0			793,0			3.968,0												
2018	1.200,0		0,0							1.200,0		3.504,0												
2019			0,0							2.000,0		2.400,0												
2020		286,0	0,0									0,0												
2021	500,0		286,0									786,0												
2022												2.000,0												
2023												2.000,0												
2024												286,0												
2025												0,0												
2026												286,0												
2027												0,0												
	3.500,0	3.289,0	189.750,0	15.400,0	3.400,0	6.000,0	21.050,0	1.700,0	19.754,0	0,0	5.200,0	269.043,0												

ANEXO 3

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE									
										TIR Calculado = #DIV/0!																			
										@ Precio de Compra 0 \$M																			
PROYECTO										Campo VHA																			
										100% Case: Participación BP																			
										Nota: Producción Inicia Enero 2009																			
IVA Tax Percentage										Factor Inflación Costo Operac.																			
Escenario Futuro del Crudo										Costo Indirectos																			
Precio del Gas										BOE Tasa de Conversión																			
Regalías										Costo Tratamiento																			
Impuesto a la Renta										Costo Transporte Gas																			
Imp. A la Producción (Prod. Tax)										Costo Transporte Crudo																			
Costo Operación - Crudo										Grav. Crudo Base																			
Costo Operación - Gas										WTI = tabla \$/bbl																			
Mínimo Costo de Operación										WTI Diff. = 7,06 \$/bbl																			
										Grade Diff. = 0,00% / * API																			
										Grav. Crudo = 23,5 * API																			
										Evapor. Fuel & Gas = 0,0%																			
										Condc.Producc. = 0 bbls/MMcf																			
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond.	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3					
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	WTI	WTI	WTI					
																						Proyect.	Proyect.	Proyect.					
																						THR	THR	THR					
2009	0	0,000	0,0	54,91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82					
2010	3.799	0,000	0,0	54,91	76.140	13.248	1.629	0	61.262	0	12.438	12.811	29.049	13.693	50	12.582	22.126	0	0	6.771	6.771	61,97	77,37	82					
2011	4.885	0,000	0,0	54,91	97.906	17.036	2.095	0	78.775	0	15.994	16.474	69.664	17.608	50	16.183	28.460	0	0	-23.596	-16.825	61,97	77,37	82					
2012	6.142	0,000	0,0	54,91	123.099	21.419	2.634	0	99.045	0	20.109	20.712	55.259	22.139	50	20.352	35.792	0	0	2.672	-14.154	61,97	77,37	82					
2013	6.769	0,000	0,0	54,91	135.665	23.606	2.903	0	109.156	0	22.162	22.827	33.931	24.398	50	22.432	39.449	0	0	29.917	15.763	61,97	77,37	82					
2014	7.338	0,000	0,0	54,91	147.069	25.690	3.147	0	118.332	0	24.025	24.746	32.059	26.449	50	24.319	42.768	0	0	37.158	52.921	61,97	77,37	82					
2015	7.881	0,000	0,0	54,91	157.952	27.484	3.380	0	127.088	0	25.803	26.577	33.565	28.407	50	26.120	45.935	0	0	40.777	93.698	61,97	77,37	82					
2016	7.468	0,000	0,0	54,91	149.675	26.043	3.203	0	120.428	0	24.451	25.184	3.968	26.918	50	24.750	43.526	0	0	66.476	160.174	61,97	77,37	82					
2017	5.860	0,000	0,0	54,91	117.447	20.436	2.513	0	94.498	0	19.186	19.762	3.504	21.122	50	19.417	34.147	0	0	51.765	211.939	61,97	77,37	82					
2018	4.788	0,000	0,0	54,91	95.962	16.697	2.054	0	77.211	0	15.676	16.146	2.400	17.258	50	15.862	27.895	0	0	42.753	254.692	61,97	77,37	82					
2019	3.722	0,000	0,0	54,91	74.597	12.980	1.596	0	60.021	0	12.186	12.552	2.286	13.416	50	12.326	21.677	0	0	32.807	287.499	61,97	77,37	82					
2020	3.130	0,000	0,0	54,91	62.732	10.915	1.342	0	50.474	0	10.248	10.555	0	11.282	50	10.363	18.224	0	0	29.506	317.005	61,97	77,37	82					
2021	2.837	0,000	0,0	54,91	56.860	9.894	1.217	0	45.749	0	9.288	9.567	786	10.226	50	9.391	16.515	0	0	25.955	342.960	61,97	77,37	82					
2022	2.701	0,000	0,0	54,91	54.134	9.419	1.158	0	43.556	0	8.843	9.109	2.000	9.736	50	8.940	15.722	0	0	23.458	366.417	61,97	77,37	82					
2023	2.484	0,000	0,0	54,91	49.785	8.663	1.065	0	40.057	0	8.133	8.377	286	8.953	50	8.220	14.456	0	0	23.124	389.541	61,97	77,37	82					
2024	2.055	0,000	0,0	54,91	41.187	7.166	881	0	33.139	0	6.728	6.930	0	7.407	50	6.797	11.954	0	0	19.361	408.902	61,97	77,37	82					
2025	1.587	0,000	0,0	54,91	31.807	5.534	681	0	25.592	0	5.196	5.352	286	5.720	50	5.245	9.224	0	0	14.659	423.561	61,97	77,37	82					
2026	1.196	0,000	0,0	54,91	23.970	4.171	513	0	19.287	0	3.916	4.033	0	4.311	50	3.949	6.944	0	0	11.255	434.816	61,97	77,37	82					
2027	27.244	0	0		1.495.986	260.302	32.014	0	1.203.670	0	244.382	251.713	289.043	269.043	850	247.248	434.816	0	0	434.816									
	Mbo	MMcf	Mbo																										
										Internal Rate of Return (IRR)																			
										#DIV/0!																			
										NPV																			
										5% 265.001																			
										10% 168.885																			
										12% 142.562																			
										15% 111.697																			
										20% 76.189																			
										25% 53.329																			
										30% 38.150																			
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																	
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																	
2010												0																	
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																	
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,00																	
2013	1.200,0		43.600,0	4.400,0		1.600,0	1.300,0		3.159,0			55.259,00																	
2014	200,0	572,0	25.800,0	2.200,0		800,0	1.200,0		3.159,0			33.931,00																	
2015	200,0		24.900,0	2.200,0		800,0	800,0		3.159,0			32.059,00																	

ANEXO - 4

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE									
TIR Calculado = 90,2%																													
Precio de Compra: \$M																													
Campo VHA										100% Caso: Participación BP																			
Proyectado:										Nota: Producción Inicia Enero 2011																			
IVA Tax Percentage					Factor Inflación Costo Operac.					3,0% por Año					Grav. Crudo Base					39,6 * API									
Escenario Futuro del Crudo					Cost Indirectos					50 \$M/Año					WTI = tabla					\$/bbl									
Precio del Gas					BOE Tasa de Conversión					0,2 Mcf/bbl					WTI Diff. =					9,42 \$/bbl									
Regalías					Costo Tratamiento					0,00 por Mcf					Grade Diff. =					0,00% / * API									
Impuesto a la Renta					Costo Transporte Gas					0,000 US\$/Mcf					Grav. Crudo =					14,4 * API									
Imp. A la Producción (Prod. Tax)					Costo Transporte Crudo					0,000 US\$/bbl					Evaporc. Fuel & Gas =					0,0%									
Costo Operación - Crudo					Costo Operación - Gas					Cond. Produc. =					0 bbls/MMcf														
\$ 11,94 \$/bbl																													
\$ - \$/Mcf																													
Mínimo Costo de Operación					50 MS/Año																								
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3					
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	WTI	WTI	WTI					
					Brutos	13.1%	Prod.	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost Op.	Capital	\$M	Indirect.	Renta	Libors	en Comp.	Recuper.	Caja	Acumulado	Proyect.	Proyect.	Proyect.					
																						THR	THR	THR					
2009																													
2010	0	0,000	0,0	52,55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82					
2011	3.799	0,000	0,0	52,55	72.968	9.509	1.559	0	61.799	0	16.556	17.053	29.049	13.693	50	11.228	19.764	0	0	4.408	4.408	61,97	77,37	82					
2012	4.885	0,000	0,0	52,55	93.698	12.228	2.005	0	79.465	0	21.289	21.926	65.664	17.608	50	14.456	25.423	0	0	-25.633	-22.225	61,97	77,37	82					
2013	6.142	0,000	0,0	52,55	117.808	15.374	2.521	0	99.913	0	26.767	27.570	55.259	22.139	50	18.181	31.973	0	0	-1.147	-23.372	61,97	77,37	82					
2014	6.769	0,000	0,0	52,55	129.834	16.943	2.778	0	110.113	0	29.500	30.385	33.931	24.398	50	20.039	35.240	0	0	25.708	2.336	61,97	77,37	82					
2015	7.338	0,000	0,0	52,55	140.748	18.368	3.012	0	119.369	0	31.980	32.939	32.059	26.449	50	21.725	38.205	0	0	32.596	34.932	61,97	77,37	82					
2016	7.881	0,000	0,0	52,55	151.163	19.727	3.235	0	128.202	0	34.346	35.377	33.565	28.407	50	23.334	41.035	0	0	35.877	70.809	61,97	77,37	82					
2017	7.468	0,000	0,0	52,55	143.242	18.693	3.065	0	121.483	0	32.546	33.523	3.968	26.918	50	22.110	38.883	0	0	61.833	132.641	61,97	77,37	82					
2018	5.860	0,000	0,0	52,55	112.399	14.668	2.405	0	95.326	0	25.538	26.305	3.504	21.122	50	17.345	30.504	0	0	48.122	180.763	61,97	77,37	82					
2019	4.788	0,000	0,0	52,55	91.837	11.985	1.965	0	77.887	0	20.867	21.493	2.400	17.258	50	14.169	24.918	0	0	39.776	220.539	61,97	77,37	82					
2020	3.722	0,000	0,0	52,55	71.391	9.316	1.528	0	60.546	0	16.221	16.707	2.286	13.416	50	11.010	19.363	0	0	30.493	251.032	61,97	77,37	82					
2021	3.130	0,000	0,0	52,55	60.036	7.835	1.285	0	50.916	0	13.641	14.050	0	11.282	50	9.256	16.278	0	0	27.660	278.592	61,97	77,37	82					
2022	2.837	0,000	0,0	52,55	54.416	7.101	1.164	0	46.150	0	12.364	12.735	786	10.226	50	8.388	14.751	0	0	24.191	302.783	61,97	77,37	82					
2023	2.701	0,000	0,0	52,55	51.807	6.761	1.109	0	43.938	0	11.771	12.124	2.000	9.736	50	7.985	14.043	0	0	21.778	324.561	61,97	77,37	82					
2024	2.484	0,000	0,0	52,55	47.645	6.218	1.020	0	40.408	0	10.826	11.150	286	8.953	50	7.342	12.912	0	0	21.579	346.141	61,97	77,37	82					
2025	2.055	0,000	0,0	52,55	39.416	5.144	844	0	33.429	0	8.956	9.225	0	7.407	50	6.071	10.676	0	0	18.084	364.224	61,97	77,37	82					
2026	1.587	0,000	0,0	52,55	30.440	3.972	651	0	25.816	0	6.916	7.124	286	5.720	50	4.684	8.238	0	0	13.672	377.896	61,97	77,37	82					
2027	1.196	0,000	0,0	52,55	22.940	2.984	491	0	19.456	0	5.212	5.368	0	4.311	50	3.656	6.200	0	0	10.611	388.498	61,97	77,37	82					
2028	27.244	0	0		1.431.690	186.835	30.638	0	1.214.216	0	325.297	335.056	269.043	269.043	850	220.859	388.408	0	0	388.408									
Mbo		MMcf	Mbo																										
Internal Rate of Return (IRR)															90,2%														
															NPV														
															5%					233.301									
															10%					146.120									
															12%					122.382									
															15%					94.670									
															20%					63.028									
															25%					42.878									
															30%					29.663									
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																	
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																	
2010												0,0																	
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																	
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																	

ANEXO 5

OIL & GAS				Empresa QUIEN SABE																							
TIR Calculado = #/DIV/0!																											
@ Precio de Compra : 0 \$/M																											
PROYECTO	Campo VHA			100% Caso: Participación BP																							
Proyectado:				Nota: Producción Inicia Enero 2009																							
IVA Tax Percentage	0,0 %			Factor Inflación Costo Operac.			3,0% por Año			Grav. Crudo Base			39,6 * API														
Escenario Futuro del Crudo	2			Cost Indirectos			50 \$M/Año			WTI = tabla			\$/bbl														
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf			BOE Tasa de Conversión			0,2 Mcf/Bbl			WTI Diff. =			5,00 \$/bbl														
Regalías	21,1 %			Costo Tratamiento			0,00 por Mcf			Grade Diff. =			0,00% /* API														
Impuesto a la Renta	36,25%			Costo Transporte Gas			0,000 US\$/Mcf			Grav. Crudo =			26,5 * API														
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %			Costo Transporte Crudo			0,000 US\$/bbl			Evaperc. Fuel & Gas =			0,0%														
Costo Operación - Crudo	\$ 7,89 \$/Bbl			Cond. Producc. =			0 bbls/MMcf																				
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf																										
Mínimo Costo de Operación	50 \$/Año																										
Año	Crudo	Gas Prod. Total	Cond	Precio Crudo	Ingresos Brutos	Regalías 21.1%	Tax Prodc.	Costo Transp.	Ingresos Netos	Tratamnt Cost (Gas)	Costo Operac.	Inflación Cost Op.	Inversion Capital	Deprec.	Costos Indirect.	Impuesto Renta	Ingres. Libors	IVA Tax en Comp.	IVA Recuper.	Flujo Caja	Fluj.Caja Acumulado	1 WTI Proyect. TNR	2 WTI Proyect. TNR	3 WTI Proyect. TNR			
	(bbls/día)	(MMcfd)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M						
2009	0	0,000	0,0	72,37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82			
2010	3.799	0,000	0,0	72,37	100.351	21.174	2.148	0	77.029	0	10.941	11.269	29.049	13.693	50	18.856	33.161	0	0	0	17.805	61,97	77,37	82			
2012	4.865	0,000	0,0	72,37	129.038	27.227	2.751	0	99.049	0	14.068	14.490	69.664	17.608	50	24.252	42.850	0	0	0	9.407	61,97	77,37	82			
2013	6.142	0,000	0,0	72,37	162.241	34.233	3.472	0	124.536	0	17.688	18.219	55.259	22.139	50	30.497	53.632	0	0	0	20.512	61,97	77,37	82			
2014	6.769	0,000	0,0	72,37	178.803	37.728	3.826	0	137.250	0	19.494	20.079	33.931	24.398	50	33.612	59.111	0	0	0	49.578	61,97	77,37	82			
2015	7.338	0,000	0,0	72,37	193.834	40.899	4.148	0	148.787	0	21.132	21.766	32.059	26.449	50	36.439	64.082	0	0	0	58.473	61,97	77,37	82			
2016	7.881	0,000	0,0	72,37	208.177	43.925	4.455	0	159.797	0	22.696	23.377	33.565	28.407	50	39.137	68.826	0	0	0	63.668	61,97	77,37	82			
2017	7.468	0,000	0,0	72,37	197.268	41.623	4.222	0	151.423	0	21.507	22.152	3.968	26.918	50	37.085	65.218	0	0	0	88.168	61,97	77,37	82			
2018	5.860	0,000	0,0	72,37	154.792	32.661	3.313	0	118.818	0	16.876	17.382	3.504	21.122	50	29.096	51.168	0	0	0	68.787	61,97	77,37	82			
2019	4.788	0,000	0,0	72,37	126.475	26.686	2.707	0	97.082	0	13.789	14.202	2.400	17.258	50	23.770	41.802	0	0	0	56.660	61,97	77,37	82			
2020	3.722	0,000	0,0	72,37	98.317	20.745	2.104	0	75.468	0	10.719	11.040	2.286	13.418	50	18.474	32.488	0	0	0	43.618	61,97	77,37	82			
2021	3.130	0,000	0,0	72,37	82.679	17.445	1.769	0	63.464	0	9.014	9.284	0	11.282	50	15.532	27.316	0	0	0	38.598	61,97	77,37	82			
2022	2.837	0,000	0,0	72,37	74.939	15.812	1.604	0	57.524	0	8.170	8.415	786	10.226	50	14.077	24.756	0	0	0	34.196	61,97	77,37	82			
2023	2.701	0,000	0,0	72,37	71.347	15.054	1.527	0	54.786	0	7.778	8.012	2.000	9.736	50	13.401	23.567	0	0	0	31.303	61,97	77,37	82			
2024	2.484	0,000	0,0	72,37	65.615	13.845	1.404	0	50.366	0	7.154	7.368	286	8.953	50	12.323	21.671	0	0	0	30.339	61,97	77,37	82			
2025	2.055	0,000	0,0	72,37	54.283	11.454	1.162	0	41.668	0	5.918	6.096	0	7.407	50	10.192	17.923	0	0	0	25.330	61,97	77,37	82			
2026	1.587	0,000	0,0	72,37	41.921	8.845	897	0	32.178	0	4.570	4.707	286	5.720	50	7.866	13.834	0	0	0	19.268	61,97	77,37	82			
2027	1.196	0,000	0,0	72,37	31.692	6.666	676	0	24.260	0	3.444	3.648	0	4.311	50	6.924	10.418	0	0	0	14.729	61,97	77,37	82			
	27.244	0	0		1.971.672	416.023	42.194	0	1.513.456	0	214.958	221.406	269.043	269.043	850	370.532	651.624	0	0	0	651.624						
	Mbo	MMcf	Mbo																								
Internal Rate of Return (IRR)																		#/DIV/0!									
NPV																											
5%																		413.091									
10%																		275.239									
12%																		236.833									
15%																		191.238									
20%																		137.670									
25%																		102.151									
30%																		77.796									
50																		32.001									
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment															
2010												0,0															
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0															
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0															

ANEXO 6

OIL & GAS		Empresa QUIEN SABE																							
TIR Calculado = #/DIV/0!																									
@ Precio de Compra : 0 \$/M																									
PROYECTO	Campo VHA	100% Caso: Participación BP																							
Iva Tax Percentage		0,0 %		Factor Inflación Costo Operac.		3,0%		por Año		Grav. Crudo Base		39,6		* API											
Escenario Futuro del Crudo		2		Cost Indirectos		50		\$/M/Año		WTI =		tabla		\$/bbl											
Precio del Gas		3,86 \$/Mcf		BOE Tasa de Conversión		0,2		Mcf/Bbl		WTI Diff. =		7,06		\$/bbl											
Regalías		17,4 %		Costo Tratamiento		0,00		por Mcf		Grade Diff. =		0,00%		* API											
Impuesto a la Renta		36,25%		Costo Transporte Gas		0,000		US\$/Mcf		Grav. Crudo =		23,5		* API											
Imp. A la Producción (Prod. Tax)		2,1 %		Costo Transporte Crudo		0,000		US\$/Bbl		Evaperc. Fuel & Gas =		0,0%													
Costo Operación - Crudol		\$ 8,97 \$/Bbl		Condc Product.		0		bbls/MMcf																	
Costo Operación - Gas		\$ - \$/Mcf																							
Mínimo Costo de Operación		50		MS/Año																					
Año	Crudo	Gas Prod. Total	Cond	Precio Crudo	Ingresos Brutos	Regalías	Tax	Costo Transp.	Ingresos Netos	Tratamnt Cost (Gas)	Costo Operac.	Inflación Cost Op.	Inversion Capital	Deprec.	Costos Indirect.	Impuesto Renta	Ingres. Libors	IVA Tax en Comp.	IVA Recuper.	Flujo Caja	Fluj.Caja Acumulado	1 WTI Proyect. TNR	2 WTI Proyect. TNR	3 WTI Proyect. TNR	
2007	0	0,000	0,0	70,31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82	
2008	3.799	0,000	0,0	70,31	97.494	16.964	2.086	0	78.444	0	12.438	12.811	29.049	13.693	50	18.810	33.079	0	0	17.724	17.724	61,97	77,37	82	
2009	4.885	0,000	0,0	70,31	125.364	21.813	2.683	0	100.868	0	15.994	16.474	69.664	17.608	50	24.192	42.545	0	0	-9.511	8.212	61,97	77,37	82	
2010	6.142	0,000	0,0	70,31	157.623	27.426	3.373	0	126.824	0	20.109	20.712	55.259	22.139	50	30.422	53.501	0	0	20.380	28.592	61,97	77,37	82	
2011	6.769	0,000	0,0	70,31	173.714	30.226	3.717	0	139.770	0	22.162	22.827	33.931	24.398	50	33.629	58.965	0	0	49.433	78.025	61,97	77,37	82	
2012	7.338	0,000	0,0	70,31	188.316	32.767	4.030	0	151.519	0	24.025	24.746	32.059	26.449	50	36.349	63.925	0	0	58.315	136.340	61,97	77,37	82	
2013	7.881	0,000	0,0	70,31	202.251	35.192	4.328	0	162.731	0	25.803	26.577	33.565	28.407	50	39.040	68.657	0	0	63.499	199.840	61,97	77,37	82	
2014	7.468	0,000	0,0	70,31	191.652	33.348	4.101	0	154.204	0	24.451	25.184	3.968	26.918	50	36.994	65.058	0	0	68.008	287.847	61,97	77,37	82	
2015	6.860	0,000	0,0	70,31	150.386	26.167	3.218	0	121.001	0	19.186	19.762	3.504	21.122	50	29.024	51.043	0	0	68.661	356.508	61,97	77,37	82	
2016	4.788	0,000	0,0	70,31	122.875	21.380	2.630	0	98.865	0	15.676	16.148	2.400	17.258	50	23.711	41.699	0	0	56.557	413.066	61,97	77,37	82	
2017	3.722	0,000	0,0	70,31	95.518	16.620	2.044	0	76.854	0	12.186	12.552	2.286	13.416	50	18.428	32.408	0	0	43.538	456.604	61,97	77,37	82	
2018	3.130	0,000	0,0	70,31	80.326	13.977	1.719	0	64.630	0	10.248	10.555	0	11.282	50	15.494	27.249	0	0	38.531	495.134	61,97	77,37	82	
2019	2.837	0,000	0,0	70,31	72.806	12.668	1.558	0	58.580	0	9.288	9.567	786	10.226	50	14.042	24.695	0	0	34.135	529.269	61,97	77,37	82	
2020	2.701	0,000	0,0	70,31	69.316	12.061	1.483	0	55.772	0	8.843	9.109	2.000	9.736	50	13.368	23.510	0	0	31.245	560.514	61,97	77,37	82	
2021	2.484	0,000	0,0	70,31	63.747	11.092	1.364	0	51.291	0	8.133	8.377	286	8.953	50	12.293	21.618	0	0	30.286	590.800	61,97	77,37	82	
2022	2.055	0,000	0,0	70,31	52.738	9.176	1.129	0	42.433	0	6.728	6.930	0	7.407	50	10.167	17.879	0	0	25.286	616.086	61,97	77,37	82	
2023	1.587	0,000	0,0	70,31	40.727	7.087	872	0	32.769	0	5.196	5.352	286	5.720	50	7.847	13.800	0	0	19.234	635.320	61,97	77,37	82	
2024	1.196	0,000	0,0	70,31	30.683	5.341	657	0	24.686	0	3.916	4.033	0	4.311	50	6.606	10.382	0	0	14.703	650.023	61,97	77,37	82	
2025	27.244	0	0	70,31	1.915.549	333.305	40.993	0	1.541.251	0	244.382	251.713	269.043	269.043	850	369.621	650.023	0	0	650.023					
Mbo	MMcf	Mbo																							
Internal Rate of Return (IRR)		#/DIV/0!																							
NPV																									
5%		411.997																							
10%		274.454																							
12%		236.137																							
15%		190.651																							
20%		137.216																							
25%		101.790																							
30%		77.503																							
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment													
2010												0,0													
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0													
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.800,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0													

ANEXO 7

OIL & GAS																						1			2			3														
Empresa QUIEN SABE																						WTI			WTI			WTI														
TIR Calculado = #DIV/0!																						Project.			Project.			Project.														
@ Precio de Compra : 0 \$M																						TNR			TNR			TNR														
PROYECTO		Campo VHA		100%		Caso:		Participación BP		Nota:		Producción Inicia Enero 2009																														
IVA Tax Percentage		0,0 %		Factor Inflación Costo Operac.		3,0%		por Año		Grav. Crudo Base		39,6		* API																												
Escenario Futuro del Crudo		2		Costo Indirectos		50		\$/Año		WTI =		tabla		\$/bbl																												
Precio del Gas		3,86 \$/Mcf		BOE Tasa de Conversión		0,2		Mcf/Bbl		WTI Diff. =		9,42		\$/bbl																												
Regalías		13,1 %		Costo Tratamiento		0,00		por Mcf		Grade Diff. =		0,00%		/* API																												
Impuesto a la Renta		36,25%		Costo Transporte Gas		0,000		US\$/Mcf		Grav. Crudo =		14,4		* API																												
Imp. A la Producción (Prod. Tax)		2,1 %		Costo Transporte Crudo		0,000		US\$/Bbl		Evaporc. Fuel & Gas =		0,0%																														
Costo Operación - Crudo		\$ 11,94 \$/Bbl		Condición Producción		0		bbls/MMcf																																		
Costo Operación - Gas		\$ - \$/Mcf																																								
Mínimo Costo de Operación		50		MS/Año																																						
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversión	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Flij Caja	WTI	WTI	WTI																		
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Project.	Project.	Project.																		
2009	0	0,000	0,0	67,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82																		
2010	3.799	0,000	0,0	67,95	94.222	12.296	2.016	0	79.910	0	16.556	17.053	29.049	13.693	50	17.804	31.310	0	0	15.954	15.954	61,97	77,37	82																		
2011	4.895	0,000	0,0	67,95	121.157	15.811	2.593	0	102.753	0	21.299	21.928	69.664	17.608	50	22.998	40.269	0	0	-11.787	4.167	61,97	77,37	82																		
2012	6.142	0,000	0,0	67,95	152.332	19.879	3.260	0	129.193	0	26.767	27.570	55.259	22.139	50	28.795	50.639	0	0	17.519	21.695	61,97	77,37	82																		
2013	6.769	0,000	0,0	67,95	167.893	21.909	3.593	0	142.392	0	29.500	30.385	33.931	24.399	50	31.736	55.812	0	0	48.279	67.965	61,97	77,37	82																		
2014	7.338	0,000	0,0	67,95	181.995	23.750	3.895	0	154.350	0	31.980	32.939	32.659	26.449	50	34.405	60.506	0	0	54.897	122.861	61,97	77,37	82																		
2015	7.881	0,000	0,0	67,95	195.463	25.508	4.183	0	167.772	0	34.346	35.377	33.565	28.407	50	36.953	64.986	0	0	59.828	182.689	61,97	77,37	82																		
2016	7.468	0,000	0,0	67,95	185.219	24.171	3.964	0	157.085	0	32.548	33.523	3.968	26.918	50	35.015	61.579	0	0	84.529	267.218	61,97	77,37	82																		
2017	5.860	0,000	0,0	67,95	145.338	18.967	3.110	0	123.261	0	25.538	26.305	3.504	21.122	50	27.472	48.313	0	0	65.931	333.148	61,97	77,37	82																		
2018	4.788	0,000	0,0	67,95	118.751	15.497	2.541	0	100.713	0	20.867	21.493	2.400	17.258	50	22.443	39.469	0	0	54.327	387.475	61,97	77,37	82																		
2019	3.722	0,000	0,0	67,95	92.312	12.047	1.975	0	78.290	0	16.221	16.707	2.286	13.416	50	17.442	30.674	0	0	41.804	429.279	61,97	77,37	82																		
2020	3.130	0,000	0,0	67,95	77.629	10.131	1.661	0	65.838	0	13.641	14.050	0	11.282	50	14.665	25.790	0	0	37.072	466.352	61,97	77,37	82																		
2021	2.637	0,000	0,0	67,95	70.363	9.182	1.506	0	59.674	0	12.364	12.735	786	10.226	50	13.291	23.373	0	0	32.813	499.165	61,97	77,37	82																		
2022	2.701	0,000	0,0	67,95	65.990	8.742	1.434	0	56.814	0	11.771	12.124	2.000	9.736	50	12.653	22.251	0	0	29.987	529.152	61,97	77,37	82																		
2023	2.484	0,000	0,0	67,95	61.608	8.040	1.318	0	52.249	0	10.826	11.150	286	8.953	50	11.635	20.481	0	0	29.128	558.280	61,97	77,37	82																		
2024	2.055	0,000	0,0	67,95	50.968	6.651	1.091	0	43.226	0	8.956	9.225	0	7.407	50	9.622	16.922	0	0	24.329	582.609	61,97	77,37	82																		
2025	1.587	0,000	0,0	67,95	39.360	5.137	842	0	33.382	0	6.916	7.124	286	5.720	50	7.427	13.061	0	0	18.495	601.104	61,97	77,37	82																		
2027	1.198	0,000	0,0	67,95	29.663	3.874	636	0	26.167	0	5.212	5.368	0	4.311	60	6.499	9.836	0	0	14.146	616.260	61,97	77,37	82																		
2028	27.244	0	0		1.851.252	241.588	39.617	0	1.570.047	0	325.297	335.056	269.043	269.043	650	349.848	615.250	0	0	615.250																						
	Mbo	MMcf	Mbo																																							
Internal Rate of Return (IRR)																						#DIV/0!			#DIV/0!			#DIV/0!			#DIV/0!			#DIV/0!			#DIV/0!			#DIV/0!		
NPV																						5%			10%			12%			15%			20%			25%			30%		
																						388.245			257.396			221.017			177.893			127.355			93.960			71.144		
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																														
2010												0,0																														
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																														
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																														

ANEXO 8

OIL & GAS																				1			2			3		
Empresa QUIEN SABE																				WTI			WTI			WTI		
TIR Calculado =		#DIV/0!																		WTI Proyecl.			WTI Proyecl.			WTI Proyecl.		
@ Precio de Compra :		0 \$M																		TNR			TNR			TNR		
PROYECTO		Campo VHA																		1			2			3		
Proyectado:		100% Caso: Participación BP																		WTI Proyecl.			WTI Proyecl.			WTI Proyecl.		
Nota: Producción Inicia Enero 2009																				TNR			TNR			TNR		
IVA Tax Percentage		0,0 %																		61,97			77,37			82		
Escenario Futuro del Crudo		3																		61,97			77,37			82		
Precio del Gas		3,86 \$/Mcf																		61,97			77,37			82		
Regalías		21,1 %																		61,97			77,37			82		
Impuesto a la Renta		36,25%																		61,97			77,37			82		
Imp. A la Producción (Prod. Tax)		2,1 %																		61,97			77,37			82		
Costo Operación - Crudol		\$ 7,89 \$/bbl																		61,97			77,37			82		
Costo Operación - Gas		\$ - \$/Mcf																		61,97			77,37			82		
Mínimo Costo de Operación		50 \$/Mcf																		61,97			77,37			82		
Año	Crudo	Gas Prod. Total	Cond	Precio Crudo	Ingresos Brutos	Regalías	Tax	Costo Transp.	Ingresos Netos	Tratamnt. Cost (Gas)	Costo Operac.	Inflación	Inversion Capital	Deprec.	Costos Indirect	Impuesto Renta	Ingres. Libors	IVA Tax en Comp.	IVA Recuper.	Flujo Caja	Fluj.Caja Acumulado	WTI Proyecl. TNR	WTI Proyecl. TNR	WTI Proyecl. TNR				
(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M							
2009	0	0,000	0,0	77,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82				
2010	3.799	0,000	0,0	77,00	106.771	22.529	2.285	0	81.957	0	10.941	11.269	29.049	13.693	50	20.643	35.303	0	0	20.947	20.947	61,97	77,37	82				
2011	4.885	0,000	0,0	77,00	137.293	28.969	2.938	0	105.386	0	14.068	14.490	69.664	17.608	50	26.549	46.689	0	0	-5.367	15.580	61,97	77,37	82				
2012	6.142	0,000	0,0	77,00	172.621	36.423	3.694	0	132.504	0	17.688	18.219	55.259	22.139	50	33.385	58.712	0	0	25.591	41.171	61,97	77,37	82				
2013	6.769	0,000	0,0	77,00	190.243	40.141	4.071	0	146.030	0	19.494	20.079	33.931	24.398	50	36.795	64.708	0	0	55.176	96.347	61,97	77,37	82				
2014	7.338	0,000	0,0	77,00	206.234	43.515	4.413	0	158.306	0	21.132	21.766	32.059	26.449	50	39.889	70.150	0	0	64.541	160.888	61,97	77,37	82				
2015	7.881	0,000	0,0	77,00	221.496	46.736	4.740	0	170.020	0	22.696	23.377	33.565	28.407	50	42.843	75.344	0	0	70.185	231.073	61,97	77,37	82				
2016	7.468	0,000	0,0	77,00	209.888	44.286	4.492	0	161.110	0	21.507	22.152	3.968	26.918	50	40.596	71.394	0	0	94.344	325.417	61,97	77,37	82				
2017	5.860	0,000	0,0	77,00	164.695	34.751	3.524	0	126.420	0	16.876	17.382	3.504	21.122	50	31.851	56.014	0	0	73.633	399.050	61,97	77,37	82				
2018	4.788	0,000	0,0	77,00	134.567	28.394	2.880	0	103.293	0	13.789	14.202	2.400	17.250	50	26.021	45.762	0	0	60.620	459.669	61,97	77,37	82				
2019	3.722	0,000	0,0	77,00	104.607	22.072	2.239	0	80.296	0	10.719	11.040	2.286	13.416	50	20.224	35.566	0	0	46.696	506.365	61,97	77,37	82				
2020	3.130	0,000	0,0	77,00	87.969	18.561	1.883	0	67.525	0	9.014	9.284	0	11.282	50	17.004	29.904	0	0	41.186	547.551	61,97	77,37	82				
2021	2.837	0,000	0,0	77,00	79.734	16.824	1.706	0	61.204	0	8.170	8.415	786	10.226	50	15.411	27.102	0	0	36.542	584.093	61,97	77,37	82				
2022	2.701	0,000	0,0	77,00	75.912	16.017	1.625	0	58.270	0	7.778	8.012	2.000	9.736	50	14.671	25.801	0	0	33.537	617.630	61,97	77,37	82				
2023	2.484	0,000	0,0	77,00	69.813	14.731	1.494	0	53.588	0	7.154	7.368	286	8.953	50	13.491	23.726	0	0	32.393	650.023	61,97	77,37	82				
2024	2.055	0,000	0,0	77,00	57.756	12.186	1.236	0	44.333	0	5.918	6.096	0	7.407	50	11.158	19.623	0	0	27.030	677.052	61,97	77,37	82				
2025	1.587	0,000	0,0	77,00	44.603	9.411	954	0	34.237	0	4.570	4.707	286	5.720	50	8.613	15.147	0	0	20.581	697.633	61,97	77,37	82				
2027	1.196	0,000	0,0	77,00	33.614	7.062	719	0	26.802	0	3.444	3.648	0	4.311	50	6.484	11.407	0	0	16.718	713.351	61,97	77,37	82				
27.244		0	0		2.097.813	442.639	44.893	0	1.610.282	0	214.958	221.406	289.043	269.043	850	405.631	713.351	0	0	713.351								
Mbo		MMcf		Mbo																								
Internal Rate of Return (IRR)																		#DIV/0!										
NPV																												
5% 455.253																												
10% 305.519																												
12% 263.672																												
15% 213.884																												
20% 155.174																												
25% 116.051																												
30% 89.084																												
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																
2010												0,0																
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																

ANEXO 9

OIL & GAS		Empresa QUIEN SABE																						
TIR Calculado = #DIV/0!																								
@ Precio de Compra : 0 \$M																								
PROYECTO	Campo VHA				100% Caso: Participación BP																			
Proyectado:		Nota: Producción Inicia Enero 2009																						
IVA Tax Percentage	0,0 %	Factor Inflación Costo Operac. 3,0% por Año Grav. Crudo Base 39,6 * API																						
Escenario Futuro del Crudo	3	Cost Indirectos 50 \$M/año WTI = tabla \$/bbl																						
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf	BOE Tasa de Conversión 0,2 Mcf/Bbl WTI Diff. = 7,06 \$/bbl																						
Regalías	17,4 %	Costo Tratamiento 0,00 por Mcf Grade Diff. = 0,00% /* API																						
Impuesto a la Renta	36,25%	Costo Transporte Gas 0,000 US\$/Mcf Grav. Crudo = 23,5 * API																						
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %	Costo Transporte Crudo 0,000 US\$/Bbl Evaporc. Fuel & Gas = 0,0%																						
Costo Operación - Crudo	\$ 8,97 \$/Bbl	Condc.Producc. = 0 bbls/MMcf																						
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf																							
Mínimo Costo de Operación	50 \$/M/año																							
Año	Crudo	Gas Prod. Total	Cond	Precio Crudo	Ingresos Brutos	Regalías 17,4%	Tax Prod.	Costo Transp.	Ingresos Netos	Tratamnt. Cost(Gas)	Costo Operac.	Inflación Cost Op.	Inversion Capital	Deprec.	Costos Indirect.	Impuesto Renta	Ingres. Libors	IVA Tax en Comp.	IVA Recuper.	Flujo Caja	Fluj.Caja Acumulado	1 WTI Project. TNR	2 WTI Project. TNR	3 WTI Project. TNR
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M			
2009																								
2010	0	0,000	0,0	74,94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82
2011	3.799	0,000	0,0	74,94	103.914	18.081	2.224	0	83.610	0	12.438	12.611	28.049	13.693	50	20.682	36.373	0	0	21.017	21.017	61,97	77,37	82
2012	4.885	0,000	0,0	74,94	133.620	23.250	2.859	0	107.511	0	15.994	16.474	69.664	17.608	50	26.600	46.779	0	0	-5.277	15.740	61,97	77,37	82
2013	6.142	0,000	0,0	74,94	168.003	29.232	3.595	0	135.175	0	20.109	20.712	55.259	22.139	50	33.449	58.825	0	0	25.704	41.444	61,97	77,37	82
2014	6.769	0,000	0,0	74,94	185.153	32.217	3.962	0	148.974	0	22.162	22.827	33.931	24.398	50	36.866	64.833	0	0	55.300	96.745	61,97	77,37	82
2015	7.338	0,000	0,0	74,94	200.717	34.925	4.295	0	161.497	0	24.025	24.746	32.059	26.449	50	39.966	70.286	0	0	64.676	161.420	61,97	77,37	82
2016	7.881	0,000	0,0	74,94	215.570	37.509	4.613	0	173.447	0	25.803	26.577	33.565	28.407	50	42.925	75.489	0	0	70.331	231.751	61,97	77,37	82
2017	7.468	0,000	0,0	74,94	204.273	35.543	4.371	0	164.358	0	24.451	25.184	3.968	26.918	50	40.675	71.531	0	0	94.481	326.232	61,97	77,37	82
2018	5.860	0,000	0,0	74,94	160.289	27.890	3.430	0	128.969	0	19.186	19.782	3.504	21.122	50	31.913	56.122	0	0	73.740	399.973	61,97	77,37	82
2019	4.788	0,000	0,0	74,94	130.967	22.788	2.803	0	105.376	0	15.676	16.148	2.400	17.258	50	26.071	45.850	0	0	60.708	460.681	61,97	77,37	82
2020	3.722	0,000	0,0	74,94	101.808	17.715	2.179	0	81.915	0	12.186	12.552	2.286	13.416	50	20.263	35.635	0	0	46.764	507.445	61,97	77,37	82
2021	3.130	0,000	0,0	74,94	85.615	14.897	1.832	0	68.886	0	10.248	10.555	0	11.282	50	17.037	29.962	0	0	41.244	548.689	61,97	77,37	82
2022	2.837	0,000	0,0	74,94	77.601	13.503	1.661	0	62.438	0	9.288	9.567	786	10.226	50	15.441	27.154	0	0	36.594	585.283	61,97	77,37	82
2023	2.701	0,000	0,0	74,94	73.881	12.955	1.581	0	59.444	0	8.843	9.109	2.000	9.736	50	14.699	25.851	0	0	33.586	618.869	61,97	77,37	82
2024	2.484	0,000	0,0	74,94	67.945	11.822	1.454	0	54.669	0	8.133	8.377	286	8.953	50	13.517	23.771	0	0	32.439	651.308	61,97	77,37	82
2025	2.055	0,000	0,0	74,94	56.211	9.781	1.203	0	45.227	0	6.728	6.930	0	7.407	50	11.179	19.660	0	0	27.068	678.375	61,97	77,37	82
2026	1.587	0,000	0,0	74,94	43.409	7.553	929	0	34.927	0	5.196	5.352	286	5.720	50	8.629	15.176	0	0	20.610	698.985	61,97	77,37	82
2027	1.166	0,000	0,0	74,94	32.714	6.602	700	0	26.322	0	3.916	4.033	0	4.311	50	6.498	11.429	0	0	15.740	714.725	61,97	77,37	82
	27.244	0	0		2.041.690	355.254	43.692	0	1.642.744	0	244.382	251.713	269.043	269.043	850	406.412	714.725	0	0	714.725				
	Mbo	MMcf	Mbo																					
Internal Rate of Return (IRR)																			#DIV/0!					
NPV																								
5% 456.191																								
10% 306.193																								
12% 264.270																								
15% 214.388																								
20% 155.564																								
25% 116.360																								
30% 89.335																								
Year	Protecc. Ambiente (\$M)	Work- overs (\$M)	Drillwells (\$M)	Dry Holes (\$M)	Seismic (\$M)	Pipelines (\$M)	Facilities (\$M)	Geology (\$M)	Completion (\$M)	Vias Plataformas (\$M)	Levant Artificial (\$M)	Total Investment (\$M)												
2010			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			0,0												
2011									29.049,0															
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0												

ANEXO 10

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE				
																		TIR Calculado = #/DIV/0!						
																		Precio de Compra: 0 \$M						
PROYECTO				Campo VHA				100%				Caso:				Participación BP								
				Proyectado:				Nota: Producción Inicia Enero 2009																
IVA Tax Percentage				0,0 %				Factor Inflación Costo Operac.				3,0% por Año				Grav. Crudo Base = 39,6 * API								
Escenario Futuro del Crudo				3				Cost Indirectos				50 \$M/Año				WTI = tabla \$/bbl								
Precio del Gas				3,86 \$/Mcf				BOE Tasa de Conversión				0,2 Mcf/Bbl				WTI Diff. = 9,42 \$/bbl								
Regalías				13,1 %				Costo Tratamiento				0,00 por Mcf				Grade Diff. = 0,00% /* API								
Impuesto a la Renta				36,25%				Costo Transporte Gas				0,000 US\$/Mcf				Grav. Crudo = 14,4 * API								
Imp. A la Producción (Prod. Tax)				2,1 %				Costo Transporte Crudo				0,000 US\$/Bbl				Evaporc. Fuel & Gas = 0,0%								
Costo Operación - Crudo				\$ 11,94 \$/Bbl												Condc.Producc. = 0 bbls/MMcf								
Costo Operación - Gas				\$ - \$/Mcf																				
Mínimo Costo de Operación				50 MS/Año																				
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond.	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3
	(bbls/día)	Total (MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	WTI	WTI	WTI
																						Proyect.	Proyect.	Proyect.
																						TNR	TNR	TNR
2009																								
2010	0	0.000	0,0	72.58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61.97	77.37	82
2011	3.799	0.000	0,0	72.58	100.642	13.134	2.154	0	85.354	0	16.556	17.053	29.049	13.693	50	19.777	34.781	0	0	19.425	19.425	61.97	77.37	82
2012	4.885	0.000	0,0	72.58	129.412	16.888	2.769	0	109.754	0	21.289	21.928	69.664	17.608	50	25.436	44.732	0	0	-7.324	12.101	61.97	77.37	82
2013	6.142	0.000	0,0	72.58	162.712	21.234	3.482	0	137.996	0	26.767	27.570	55.259	22.139	50	31.986	56.251	0	0	23.131	35.232	61.97	77.37	82
2014	6.769	0.000	0,0	72.58	179.322	23.402	3.837	0	152.083	0	29.500	30.385	33.931	24.398	50	35.253	61.997	0	0	52.464	87.696	61.97	77.37	82
2015	7.338	0.000	0,0	72.58	194.396	25.369	4.160	0	164.867	0	31.980	32.939	32.059	26.449	50	38.218	67.211	0	0	61.601	149.297	61.97	77.37	82
2016	7.881	0.000	0,0	72.58	208.781	27.246	4.468	0	177.067	0	34.346	35.377	33.565	28.407	50	41.047	72.187	0	0	67.028	216.326	61.97	77.37	82
2017	7.468	0.000	0,0	72.58	197.840	25.818	4.234	0	167.788	0	32.546	33.523	3.968	26.918	50	38.895	68.402	0	0	91.352	307.678	61.97	77.37	82
2018	5.860	0.000	0,0	72.58	155.241	20.259	3.322	0	131.660	0	25.538	26.305	3.504	21.122	50	30.517	53.667	0	0	71.285	378.983	61.97	77.37	82
2019	4.788	0.000	0,0	72.58	126.842	16.553	2.714	0	107.575	0	20.867	21.493	2.400	17.258	50	24.931	43.844	0	0	58.702	437.665	61.97	77.37	82
2020	3.722	0.000	0,0	72.58	98.602	12.868	2.110	0	83.624	0	16.221	16.707	2.286	13.416	50	19.376	34.075	0	0	45.205	482.869	61.97	77.37	82
2021	3.130	0.000	0,0	72.58	82.919	10.821	1.774	0	70.324	0	13.641	14.050	0	11.282	50	16.291	28.650	0	0	39.932	522.802	61.97	77.37	82
2022	2.837	0.000	0,0	72.58	75.157	9.808	1.608	0	63.741	0	12.364	12.735	786	10.226	50	14.765	25.965	0	0	35.405	558.207	61.97	77.37	82
2023	2.701	0.000	0,0	72.58	71.554	9.338	1.531	0	60.685	0	11.771	12.124	2.000	9.736	50	14.056	24.719	0	0	32.455	590.661	61.97	77.37	82
2024	2.484	0.000	0,0	72.58	65.805	8.588	1.408	0	55.810	0	10.826	11.150	286	8.953	50	12.925	22.731	0	0	31.398	622.060	61.97	77.37	82
2025	2.055	0.000	0,0	72.58	54.440	7.104	1.165	0	46.171	0	8.956	9.225	0	7.407	50	10.690	18.799	0	0	26.207	648.266	61.97	77.37	82
2026	1.587	0.000	0,0	72.58	42.042	5.487	900	0	35.656	0	6.916	7.124	286	5.720	50	8.251	14.511	0	0	19.945	668.211	61.97	77.37	82
2027	1.196	0.000	0,0	72.58	31.684	4.135	678	0	26.871	0	5.212	5.369	0	4.311	50	6.214	10.928	0	0	15.239	683.450	61.97	77.37	82
	27.244	0	0		1.977.393	258.050	42.316	0	1.677.027	0	325.297	335.056	269.043	269.043	850	388.628	683.450	0	0	683.450				
	Mbo	MMcf	Mbo																					
																		Internal Rate of Return (IRR)		#/DIV/0!				
																		NPV						
																		5%		434.829				
																		10%		290.851				
																		12%		250.671				
																		15%		202.914				
																		20%		146.695				
																		25%		109.317				
																		30%		83.616				
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment												
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)												
2010												0,0												
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0												
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0												

ANEXO 11

OIL & GAS																				1			2			3																																			
Empresa QUIEN SABE																				WTI			WTI			WTI																																			
TIR Calculado =		#DIV/0!																																																											
@ Precio de Compra :		0 \$M																																																											
PROYECTO	Campo VHA			100% Caso: Participación BP																																																									
Proyectado:				Nota: Producción Inicia Enero 2009																																																									
IVA Tax Percentage	0,0 %			Factor Inflación Costo Operac.	3,0% por Año			Grav. Crudo Base	39,6 * API																																																				
Escenario Futuro del Crudo	1			Cost Indirectos	50 \$M/Año			WTI =	tabla \$/bbl																																																				
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf			BOE Tasa de Conversión	0,2 Mcf/bbl			WTI Diff. =	5,00 \$/bbl																																																				
Regalías	21,1 %			Costo Tratamiento	0,00 por Mcf			Grade Diff. =	0,00% /* API																																																				
Impuesto a la Renta	36,25%			Costo Transporte Gas	0,000 US\$/Mcf			Grav. Crudo =	26,5 * API																																																				
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %			Costo Transporte Crudo	0,000 US\$/Bbl			Evaporc. Fuel & Gas =	0,0%																																																				
Costo Operación - Crudo	\$ 7,89 \$/Bbl																																																												
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf																																																												
Mínimo Costo de Operación	50 \$/M/Año																																																												
Año	Crudo	Gas Prod. Total	Cond	Precio Crudo	Ingresos Brutos	Regalías	Tax	Costo Transp.	Ingresos Netos	Tratamnt. Cost (Gas)	Costo Operac.	Inflación Cost Op.	Inversion Capital	Deprec.	Costos Indirect.	Impuesto Renta	Ingres. Libors	IVA Tax en Comp.	IVA Recuper.	Flujo Caja	Fluj.Caja Acumulado	WTI Proyect. TNR	WTI Proyect. TNR	WTI Proyect. TNR																																					
	(bbls/día)	(MMcfd)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M																																								
2009				94.64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00																																						
2010	0	0,000	0,0	94,64	131,231	27,690	2,808	0	100,733	0	10,941	11,269	29,049	13,693	50	27,449	48,272	0	0	32,916	32,916	99,64	85,65																																						
2011	3,799	0,000	0,0	94,64	168,745	35,605	3,611	0	129,529	0	14,068	14,490	69,664	17,608	50	35,301	62,081	0	0	10,024	42,941	99,64	94,47																																						
2012	4,885	0,000	0,0	94,64	212,167	44,767	4,540	0	162,859	0	17,688	18,219	55,259	22,139	50	44,389	78,063	0	0	44,943	87,883	99,64	99,24																																						
2013	6,142	0,000	0,0	94,64	233,826	49,337	5,004	0	179,485	0	19,494	20,079	33,931	24,396	50	48,922	86,035	0	0	76,503	164,386	99,64	106,6																																						
2014	6,769	0,000	0,0	94,64	253,481	53,484	5,424	0	194,572	0	21,132	21,766	32,059	26,449	50	53,036	93,270	0	0	87,661	252,047	99,64	109,96																																						
2015	7,338	0,000	0,0	94,64	272,238	57,442	5,826	0	208,970	0	22,696	23,377	33,565	28,407	50	56,962	100,174	0	0	95,016	347,063	99,64	111,26																																						
2016	7,881	0,000	0,0	94,64	257,972	54,432	5,521	0	198,019	0	21,507	22,152	3,968	26,918	50	53,976	94,923	0	0	117,873	464,936	99,64	112,44																																						
2017	7,468	0,000	0,0	94,64	202,425	42,712	4,332	0	155,382	0	16,876	17,382	3,504	21,122	50	42,350	74,478	0	0	92,096	557,032	99,64	114,33																																						
2018	5,860	0,000	0,0	94,64	165,395	34,898	3,539	0	126,957	0	13,789	14,202	2,400	17,258	50	34,599	60,847	0	0	75,705	632,737	99,64	114,41																																						
2019	4,788	0,000	0,0	94,64	128,571	27,129	2,751	0	98,691	0	10,719	11,040	2,286	13,416	50	26,892	47,293	0	0	58,423	691,160	99,64	115,64																																						
2020	3,722	0,000	0,0	94,64	108,121	22,814	2,314	0	82,994	0	9,014	9,284	0	11,282	50	22,612	39,766	0	0	51,048	742,208	99,64	116,93																																						
2021	2,837	0,000	0,0	94,64	98,000	20,678	2,097	0	75,225	0	8,170	8,415	786	10,226	50	20,494	36,040	0	0	45,480	787,688	99,64	118,95																																						
2022	2,701	0,000	0,0	94,64	93,302	19,687	1,997	0	71,619	0	7,778	8,012	2,000	9,736	50	19,510	34,311	0	0	42,047	829,734	99,64	119,15																																						
2023	2,494	0,000	0,0	94,64	85,806	18,105	1,836	0	65,865	0	7,154	7,368	286	8,953	50	17,941	31,552	0	0	40,219	869,954	99,64	120,31																																						
2024	2,055	0,000	0,0	94,64	70,987	14,978	1,519	0	54,490	0	5,918	6,096	0	7,407	50	14,840	26,097	0	0	33,504	903,458	99,64	121,47																																						
2025	1,587	0,000	0,0	94,64	54,821	11,567	1,173	0	42,080	0	4,570	4,707	286	5,720	50	11,456	20,147	0	0	25,581	929,039	99,64	122,9																																						
2027	1,194	0,000	0,0	94,64	41,314	8,717	884	0	31,713	0	3,444	3,648	0	4,311	50	8,429	15,376	0	0	19,484	948,525	99,64	125,08																																						
2027	27,244	0	0		2,578,403	544,043	55,178	0	1,979,182	0	214,958	221,406	269,043	269,043	850	539,358	948,525	0	0	948,525																																									
Mbo		MMcf		Mbo																																																									
Internal Rate of Return (IRR)																				#DIV/0!																																									
NPV																				5%			615,887			10%			420,882			12%			365,929			15%			300,164			20%			221,864			25%			169,009			30%			132,088		
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																																																	
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																																																	
2010												0,0																																																	
2011			20,000,0		3,400,0			1,700,0	3,949,0			29,049,0																																																	
2012		715,0	43,000,0	4,400,0		1,600,0	16,000,0		3,949,0			69,684,0																																																	

ANEXO 12

OIL & GAS																				1			2			3		
Empresa QUIEN SABE																				WTI			WTI			WTI		
TIR Calculado = #/DIV/0!																				Proyect.			Proyect.			Proyect.		
@ Precio de Compra : 0 \$/M																				TNR			TNR			TNR		
PROYECTO	Campo VHA				100% Caso: Participación BP																							
Nota: Producción Inicia Enero 2009																												
IVA Tax Percentage	0,0 %				Factor Inflación Costo Operac.	3,0%		por Año	Grav. Crudo Base		39,6		* API															
Escenario Futuro del Crudo	1				Cost Indirectos	50		\$/M/Año	WTI =		tabla		\$/bbl															
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf				BOE Tasa de Conversión	0,2		Mcf/Bbl	WTI Diff =		7,06		\$/bbl															
Regalías	17,4 %				Costo Tratamiento	0,00		por Mcf	Grade Diff =		0,00%		/* API															
Impuesto a la Renta	36,25%				Costo Transporte Gas	0,000		US\$/Mcf	Grav. Crudo =		23,5		* API															
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %				Costo Transporte Crudo	0,000		US\$/Bbl	Evaporc. Fuel & Gas =		0,0%																	
Costo Operación - Crudoi	\$ 8,97 \$/Bbl								Condc Producc. =		0		bbls/MMcf															
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf																											
Mínimo Costo de Operación	50 \$/M/Año																											
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	WTI	WTI	WTI				
	(bbls/día)	Total (MMcfd)	(bbls/day)	Crudo \$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Cost (Gas) \$M	Operac. \$M	Cost.Op. \$M	Capital \$M	\$M	Indirect. \$M	Renta \$M	Libors \$M	en Comp. \$M	Recuper. \$M	Caja \$M	Acumulado \$M	Proyect. TNR	Proyect. TNR	Proyect. TNR				
2009	0	0,000	0,0	92,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00	82				
2010	3,799	0,000	0,0	92,58	128,375	22,337	2,747	0	103,290	0	12,438	12,811	29,049	13,693	50	27,817	48,919	0	0	33,563	33,563	99,64	85,65	82				
2011	4,885	0,000	0,0	92,58	165,072	28,723	3,533	0	132,817	0	15,994	16,474	69,664	17,608	50	35,774	62,912	0	0	10,856	44,419	99,64	94,47	82				
2012	6,142	0,000	0,0	92,58	207,549	36,113	4,442	0	166,994	0	20,109	20,712	55,259	22,139	50	44,984	79,109	0	0	45,989	90,408	99,64	99,24	82				
2013	6,769	0,000	0,0	92,58	228,736	39,800	4,895	0	184,041	0	22,162	22,827	33,931	24,398	50	49,578	87,188	0	0	77,656	168,063	99,64	106,6	82				
2014	7,338	0,000	0,0	92,58	247,963	43,146	5,306	0	199,511	0	24,025	24,746	32,059	26,449	50	53,747	94,520	0	0	88,910	256,974	99,64	109,96	82				
2015	7,881	0,000	0,0	92,58	266,312	46,338	5,699	0	214,275	0	25,803	26,577	33,565	28,407	50	57,725	101,516	0	0	96,358	353,332	99,64	111,26	82				
2016	7,488	0,000	0,0	92,58	252,356	43,910	5,400	0	203,046	0	24,451	25,184	3,968	26,918	50	54,699	96,195	0	0	119,145	472,477	99,64	112,44	82				
2017	5,860	0,000	0,0	92,58	198,019	34,455	4,238	0	159,326	0	19,186	19,762	3,504	21,122	50	42,917	75,475	0	0	93,093	565,570	99,64	114,33	82				
2018	4,788	0,000	0,0	92,58	161,795	28,152	3,462	0	130,180	0	15,676	16,146	2,400	17,258	50	35,063	61,662	0	0	78,521	642,091	99,64	114,41	82				
2019	3,722	0,000	0,0	92,58	125,773	21,884	2,692	0	101,197	0	12,186	12,552	2,286	13,416	50	27,253	47,927	0	0	59,057	701,147	99,64	115,64	82				
2020	3,130	0,000	0,0	92,58	105,768	18,404	2,263	0	85,101	0	10,248	10,555	0	11,282	50	22,915	40,299	0	0	51,581	752,728	99,64	116,93	82				
2021	2,837	0,000	0,0	92,58	95,867	16,681	2,052	0	77,135	0	9,288	9,567	786	10,226	50	20,768	36,523	0	0	45,963	798,691	99,64	118,95	82				
2022	2,701	0,000	0,0	92,58	91,271	15,881	1,953	0	73,437	0	8,843	9,109	2,000	9,736	50	19,772	34,771	0	0	42,507	841,198	99,64	119,15	82				
2023	2,484	0,000	0,0	92,58	83,939	14,605	1,796	0	67,537	0	8,133	8,377	286	8,953	50	18,182	31,975	0	0	40,642	881,840	99,64	120,31	82				
2024	2,055	0,000	0,0	92,58	69,442	12,093	1,486	0	55,973	0	6,729	6,930	0	7,407	50	15,039	26,447	0	0	33,854	915,695	99,64	121,47	82				
2025	1,587	0,000	0,0	92,58	53,627	9,331	1,148	0	43,149	0	5,196	5,352	286	5,720	50	11,610	20,417	0	0	25,851	941,546	99,64	122,9	82				
2027	1,166	0,000	0,0	92,58	40,416	7,019	866	0	32,618	0	3,916	4,033	0	4,311	50	8,745	15,379	0	0	19,609	961,236	99,64	125,08	82				
	27,244	0	0	92,58	2,522,280	438,877	53,977	0	2,029,427	0	244,382	251,713	269,043	269,043	850	546,585	961,236	0	0	961,236								
Mbo	MMcf	Mbo																										
Internal Rate of Return (IRR) #/DIV/0!																												
NPV																												
5%																				624,569								
10%																				427,117								
12%																				371,456								
15%																				304,827								
20%																				225,468								
25%																				171,871								
30%																				134,413								
Year	Protecc. Ambiente (\$M)	Work- overs (\$M)	Drillwells (\$M)	Dry Holes (\$M)	Seismic (\$M)	Pipelines (\$M)	Facilities (\$M)	Geology (\$M)	Completion (\$M)	Vias Plataformas (\$M)	Levant Artificial (\$M)	Total Investment (\$M)																
2010												0																
2011			20,000,0		3,400,0			1,700,0	3,949,0			29,049																
2012		715,0	43,000,0	4,400,0		1,600,0	16,000,0		3,949,0			69,664,00																

ANEXO 13

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE									
TIR Calculado = #/DIV/0!																													
@ Precio de Compra : 0 \$/M																													
PROYECTO										100% Caso: Participación BP																			
Campo VHA										Nota: Producción Inicia Enero 2011																			
Proyectado:																													
IVA Tax Percentage					0,0 %					Factor Inflación Costo Operac.					3,0% por Año					Grav. Crudo Base					39,6 * API				
Escenario Futuro del Crudo					1					Cost Indirectos					50 \$/M/Año					WTI =					tabla \$/bbl				
Precio del Gas					3,86 \$/Mcf					BOE Tasa de Conversión					0,2 Mcf/bbl					WTI Diff. =					9,42 \$/bbl				
Regalías					13,1 %					Costo Tratamiento					0,00 por Mcf					Grade Diff. =					0,00% * API				
Impuesto a la Renta					36,25%					Costo Transporte Gas					0,000 US\$/Mcf					Grav. Crudo =					14,4 * API				
Imp. a la Producción (Prod. Tax)					2,1 %					Costo Transporte Crudo					0,000 US\$/bbl					Evaporc. Fuel & Gas =					0,0%				
Costo Operación - Crudol					\$ 11,94 \$/bbl															Condc. Producc. =					0 bbls/MMcf				
Costo Operación - Gas					\$ - \$/Mcf																								
Mínimo Costo de Operación					50 \$/M/Año																								
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3					
	(bbls/día)	Total (MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	WTI	WTI	WTI					
																						Proyect.	Proyect.	Proyect.					
																						TNR	TNR	TNR					
2009																													
2010	0	0,000	0,0	90,22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00						
2011	3.799	0,000	0,0	90,22	125.102	16.326	2.577	0	106.099	0	16.556	17.053	29.049	13.693	50	27.297	48.006	0	0	32.650	32.650	99,64	85,65						
2012	4.885	0,000	0,0	90,22	160.885	20.993	3.443	0	136.429	0	21.289	21.928	69.664	17.608	50	35.106	61.738	0	0	9.681	42.331	99,64	94,47						
2013	6.142	0,000	0,0	90,22	202.258	26.395	4.328	0	171.535	0	26.767	27.570	55.259	22.139	50	44.144	77.632	0	0	44.512	86.843	99,64	99,24						
2014	6.769	0,000	0,0	90,22	222.905	29.089	4.770	0	189.046	0	29.500	30.385	33.931	24.398	50	48.652	85.560	0	0	76.028	162.871	99,64	106,6						
2015	7.338	0,000	0,0	90,22	241.643	31.534	5.171	0	204.937	0	31.980	32.939	32.059	26.449	50	52.743	92.755	0	0	87.146	250.017	99,64	109,96						
2016	7.881	0,000	0,0	90,22	259.524	33.868	5.554	0	220.102	0	34.346	35.377	33.565	28.407	50	56.647	99.621	0	0	94.463	344.480	99,64	111,26						
2017	7.468	0,000	0,0	90,22	245.923	32.093	5.263	0	208.568	0	32.546	33.523	3.968	26.918	50	53.678	94.399	0	0	117.349	461.829	99,64	112,44						
2018	6.860	0,000	0,0	90,22	192.972	25.183	4.130	0	163.659	0	25.538	26.305	3.504	21.122	50	42.116	74.066	0	0	91.684	553.513	99,64	114,33						
2019	4.788	0,000	0,0	90,22	157.670	20.576	3.374	0	133.720	0	20.867	21.493	2.400	17.258	50	34.408	60.511	0	0	75.369	628.882	99,64	114,41						
2020	3.722	0,000	0,0	90,22	122.567	15.995	2.623	0	103.949	0	16.221	16.707	2.286	13.416	50	26.744	47.032	0	0	58.162	687.044	99,64	115,64						
2021	3.130	0,000	0,0	90,22	103.072	13.451	2.206	0	87.415	0	13.641	14.050	0	11.282	50	22.487	39.546	0	0	50.828	737.872	99,64	116,93						
2022	2.837	0,000	0,0	90,22	93.423	12.192	1.999	0	79.232	0	12.364	12.735	786	10.226	50	20.380	35.841	0	0	45.281	783.153	99,64	118,95						
2023	2.701	0,000	0,0	90,22	88.945	11.607	1.903	0	75.434	0	11.771	12.124	2.000	9.736	50	19.402	34.122	0	0	41.857	825.010	99,64	119,15						
2024	2.484	0,000	0,0	90,22	81.799	10.675	1.750	0	69.374	0	10.826	11.150	286	8.953	50	17.842	31.378	0	0	40.045	865.055	99,64	120,31						
2025	2.055	0,000	0,0	90,22	67.672	8.831	1.448	0	57.392	0	8.956	9.225	0	7.407	50	14.758	25.953	0	0	33.360	898.416	99,64	121,47						
2026	1.587	0,000	0,0	90,22	52.260	6.820	1.118	0	44.322	0	6.916	7.124	286	5.720	50	11.393	20.035	0	0	25.470	923.885	99,64	122,9						
2027	1.166	0,000	0,0	90,22	39.366	5.140	843	0	33.402	0	5.212	5.368	0	4.311	50	8.681	15.091	0	0	19.402	943.287	99,64	123,68						
2028	27.244	0	0		2.457.983	320.767	52.601	0	2.084.616	0	325.297	335.056	269.043	269.043	850	536.379	943.287	0	0	943.287									
	Mbo	MMcf	Mbo																										
Internal Rate of Return (IRR)															#/DIV/0!														
NPV																													
5%															612.310														
10%															418.313														
12%															363.652														
15%															298.242														
20%															220.378														
25%															167.829														
30%															131.131														
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																	
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																	
2010												0,0																	
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																	
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																	

ANEXO 14

OIL & GAS																						1			2			3		
Empresa QUIEN SABE																						WTI			WTI			WTI		
TIR Calculado = #DIV/0!																						WTI			WTI			WTI		
@ Precio de Compra: 0 \$M																						WTI			WTI			WTI		
PROYECTO																						WTI			WTI			WTI		
Campo VHA																						WTI			WTI			WTI		
100% Caso: Participación BP																						WTI			WTI			WTI		
Proyectado:																						WTI			WTI			WTI		
Nota: Producción Inicia Enero 2009																						WTI			WTI			WTI		
Iva Tax Percentage 0,0 %																						WTI			WTI			WTI		
Escenario Futuro del Crudo 2																						WTI			WTI			WTI		
Precio del Gas 3,86 \$/Mcf																						WTI			WTI			WTI		
Regalias 21,1 %																						WTI			WTI			WTI		
Impuesto a la Renta 36,25%																						WTI			WTI			WTI		
Imp. A la Producción (Prod. Tax) 2,1 %																						WTI			WTI			WTI		
Costo Operación - Crudo 7,89 \$/bbl																						WTI			WTI			WTI		
Costo Operación - Gas - \$ - \$/Mcf																						WTI			WTI			WTI		
Mínimo Costo de Operación 50 \$/M Año																						WTI			WTI			WTI		
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond.	Precio	Ingresos	Regalias	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	WTI	WTI	WTI						
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	Crudo	Brutos	21.1%	Prod.	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost Op.	Capital	SM	Indirect	Renta	Libros	en Comp.	Recuper.	Caja	Acumulado	Proyect.	Proyect.	Proyect.						
				\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	TNR	TNR	TNR						
2009																														
2010	0	0,000	0,0	77,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00							
2011	3.799	0,000	0,0	80,65	111.832	23.597	2.393	0	85.842	0	10.941	11.269	29.049	13.693	50	22.051	38.779	0	0	23.424	23.424	99,64	85,65							
2012	4.885	0,000	0,0	89,47	159.527	33.660	3.414	0	122.453	0	14.068	14.490	69.664	17.608	50	32.736	57.570	0	0	5.513	28.937	99,64	94,47							
2013	6.142	0,000	0,0	94,24	211.270	44.578	4.521	0	162.171	0	17.688	18.219	55.259	22.139	50	44.139	77.624	0	0	44.504	73.441	99,64	99,24							
2014	6.769	0,000	0,0	101,60	251.022	52.966	5.372	0	192.684	0	19.494	20.079	33.931	24.398	50	53.707	94.450	0	0	84.918	158.358	99,64	106,6							
2015	7.338	0,000	0,0	104,96	281.122	59.317	6.016	0	215.789	0	21.132	21.766	32.059	26.449	50	60.727	106.796	0	0	101.187	259.545	99,64	109,96							
2016	7.881	0,000	0,0	106,26	305.664	64.495	6.541	0	234.628	0	22.696	23.377	33.565	28.407	50	66.263	116.531	0	0	111.373	370.918	99,64	111,26							
2017	7.468	0,000	0,0	107,44	292.862	61.794	6.267	0	224.801	0	21.507	22.152	3.968	26.918	50	63.684	111.997	0	0	134.947	505.864	99,64	112,44							
2018	5.860	0,000	0,0	109,33	233.846	49.341	5.004	0	179.500	0	16.876	17.382	3.504	21.122	50	51.093	89.853	0	0	107.471	613.335	99,64	114,33							
2019	4.788	0,000	0,0	109,41	191.207	40.345	4.092	0	146.771	0	13.789	14.202	2.400	17.258	50	41.782	73.478	0	0	88.336	701.672	99,64	114,41							
2020	3.722	0,000	0,0	110,64	150.308	31.715	3.217	0	115.376	0	10.719	11.040	2.286	13.416	50	32.940	57.930	0	0	69.059	770.731	99,64	115,64							
2021	3.130	0,000	0,0	111,93	127.874	26.982	2.737	0	98.156	0	9.014	9.284	0	11.282	50	28.108	49.432	0	0	60.714	831.445	99,64	116,93							
2022	2.837	0,000	0,0	113,95	117.996	24.897	2.525	0	90.574	0	8.170	8.415	786	10.226	50	26.057	45.825	0	0	55.265	886.710	99,64	118,95							
2023	2.701	0,000	0,0	114,15	112.536	23.745	2.408	0	86.383	0	7.778	8.012	2.000	9.736	50	24.862	43.723	0	0	51.459	938.169	99,64	119,15							
2024	2.484	0,000	0,0	115,31	104.547	22.059	2.237	0	80.250	0	7.154	7.368	286	8.953	50	23.156	40.723	0	0	49.390	987.559	99,64	120,31							
2025	2.055	0,000	0,0	116,47	87.361	18.433	1.870	0	67.058	0	5.918	6.096	0	7.407	50	19.296	34.110	0	0	41.517	1.029.076	99,64	121,47							
2026	1.587	0,000	0,0	117,90	68.294	14.410	1.461	0	52.423	0	4.570	4.707	286	5.720	50	15.205	26.740	0	0	32.174	1.061.250	99,64	122,9							
2027	1.196	0,000	0,0	120,08	52.430	11.061	1.122	0	40.517	0	3.444	3.648	0	4.311	50	11.719	20.610	0	0	24.921	1.086.171	99,64	125,08							
27.244	0				2.859.688	603.394	61.197	0	2.195.097	0	214.958	221.406	269.043	269.043	850	617.626	1.086.171	0	0	1.086.171										
Mbo	MMcf		Mbo																											
Internal Rate of Return (IRR) #DIV/0!																						WTI			WTI			WTI		
NPV																						WTI			WTI			WTI		
5% 695.313																						WTI			WTI			WTI		
10% 468.299																						WTI			WTI			WTI		
12% 404.762																						WTI			WTI			WTI		
15% 329.072																						WTI			WTI			WTI		
20% 239.609																						WTI			WTI			WTI		
25% 179.786																						WTI			WTI			WTI		
30% 138.394																						WTI			WTI			WTI		
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Antical	Total Investment																		
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																		
2010												0,0																		
2011				20.000,0		3.400,0		1.700,0	3.949,0			29.049,0																		
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																		

ANEXO 15

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE									
TIR Calculado =		#DIV/0!																											
@ Precio de Compra:		0 \$M																											
PROYECTO				Campo VHA				100%				Caso:				Participación BP													
Proyectado:				Nota: Producción Inicia Enero 2009																									
IVA Tax Percentage				0,0 %				Factor Inflación Costo Operac.				3,0%				por Año													
Escenario Futuro del Crudo				2				Cost Indirectos				50				Grav. Crudo Base													
Precio del Gas				3,86 \$/Mcf				BOE Tasa de Conversión				0,2				WTI =													
Regalías				17,4 %				Costo Tratamiento				0,00				por Mcf													
Impuesto a la Renta				36,25%				Costo Transporte Gas				0,000				US\$/Mcf													
Imp. A la Producción (Prod. Tax)				2,1 %				Costo Transporte Crudo				0,000				US\$/bbl													
Costo Operación - Crudo				\$ 8,97 \$/bbl				Evaporc. Fuel & Gas =				0,0%				Cond. Producc. =													
Costo Operación - Gas				\$ - \$/Mcf				Cond. Producc. =				0				bbls/MMcf													
Mínimo Costo de Operación				50				MS/Año																					
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond.	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3					
	(bbls/día)	(MMcfd)	(bbls/day)	Crudo	Brutos	17,4%	Prodc	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost Op.	Capital	SM	Indirect.	Renta	Libros	en Comp.	Recuper.	Caja	Acumulado	WTI	WTI	WTI					
				\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Proyect.	Proyect.	Proyect.					
																						TNR	TNR	TNR					
2007																													
2008	0	0,000	0,0	74,94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00						
2009	3.799	0,000	0,0	76,59	108.976	18.962	2.332	0	87.662	0	12.438	12.611	29.049	13.693	50	22.159	38.969	0	0	23.613	23.613	99,64	85,65						
2010	4.885	0,000	0,0	87,41	155.854	27.119	3.335	0	125.400	0	15.994	16.474	69.664	17.608	50	33.085	58.184	0	0	6.128	29.741	99,64	94,47						
2011	6.142	0,000	0,0	92,18	206.652	35.957	4.422	0	166.272	0	20.109	20.712	55.259	22.139	50	44.722	78.649	0	0	45.529	75.269	99,64	99,24						
2012	6.769	0,000	0,0	99,54	245.932	42.792	5.263	0	197.877	0	22.162	22.827	33.931	24.398	50	54.593	96.008	0	0	86.476	161.745	99,64	106,6						
2013	7.338	0,000	0,0	102,90	275.604	47.955	6.898	0	221.751	0	24.025	24.746	32.059	26.449	50	61.808	108.698	0	0	103.088	264.833	99,64	109,96						
2014	7.881	0,000	0,0	104,20	299.738	52.154	6.414	0	241.169	0	25.803	26.577	33.565	28.407	50	67.474	118.662	0	0	113.503	378.336	99,64	111,26						
2015	7.468	0,000	0,0	105,38	287.247	49.981	6.147	0	231.119	0	24.451	25.184	3.968	26.918	50	64.875	114.091	0	0	137.041	515.378	99,64	112,44						
2016	5.860	0,000	0,0	107,27	229.440	39.923	4.910	0	184.607	0	19.186	19.762	3.504	21.122	50	52.082	91.592	0	0	109.210	624.588	99,64	114,33						
2017	4.788	0,000	0,0	107,35	187.607	32.644	4.015	0	150.949	0	15.676	16.146	2.400	17.258	50	42.592	74.902	0	0	89.761	714.348	99,64	114,41						
2018	3.722	0,000	0,0	108,58	147.509	25.667	3.157	0	118.686	0	12.188	12.552	2.286	13.416	50	33.592	59.076	0	0	70.206	784.554	99,64	115,64						
2019	3.130	0,000	0,0	109,87	125.521	21.841	2.686	0	100.994	0	10.248	10.555	0	11.282	50	26.676	50.431	0	0	61.713	846.267	99,64	116,93						
2020	2.837	0,000	0,0	111,89	115.863	20.160	2.479	0	93.223	0	9.288	9.567	786	10.226	50	26.600	46.780	0	0	56.220	902.487	99,64	118,95						
2021	2.701	0,000	0,0	112,09	110.506	19.228	2.365	0	88.913	0	8.843	9.109	2.000	9.736	50	25.382	44.637	0	0	52.373	954.859	99,64	119,15						
2022	2.484	0,000	0,0	113,25	102.679	17.866	2.197	0	82.616	0	8.133	8.377	286	8.953	50	23.648	41.588	0	0	50.255	1.005.114	99,64	120,31						
2023	2.055	0,000	0,0	114,41	85.816	14.932	1.836	0	69.048	0	6.728	6.930	0	7.407	50	19.814	34.846	0	0	42.253	1.047.367	99,64	121,47						
2024	1.587	0,000	0,0	115,84	67.101	11.676	1.436	0	53.989	0	5.196	5.352	286	5.720	50	15.539	27.328	0	0	32.762	1.080.130	99,64	122,9						
2025	1.166	0,000	0,0	118,02	51.620	8.866	1.103	0	41.453	0	3.616	4.033	0	4.311	50	11.984	21.076	0	0	26.386	1.106.516	99,64	125,08						
2026	27.244	0	0		2.803.565	487.820	59.996	0	2.255.748	0	244.382	251.713	269.043	269.043	850	628.627	1.105.516	0	0	1.105.516									
Mbo		MMcf	Mbo																										
Internal Rate of Return (IRR)																				#DIV/0!									
NPV																													
5% 707.823																													
10% 476.819																													
12% 412.161																													
15% 335.128																													
20% 244.069																													
25% 183.168																													
30% 141.022																													
Year	Protecc Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																	
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																	
2010												0,0																	
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																	
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.854,0																	

ANEXO 16

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE									
TIR Calculado = #/DIV/0!																													
@ Precio de Compra : 0 \$/M																													
PROYECTO	Campo VHA					100% Caso: Participación BP																							
Nota: Producción Inicia Enero 2009																													
Proyectado:					Factor Inflación Costo Operac:					3,0% por Año					Grav. Crudo Base = 39,6 * API														
IVA Tax Percentage = 0,0 %					Cost Indirectos = 50 \$/M/Año					WTI = tabla \$/bbl																			
Escenario Futuro del Crudo = 2					BOE Tasa de Conversión = 0,2 Mcf/bbl					WTI Diff. = 9,42 \$/bbl																			
Precio del Gas = 3,86 \$/Mcf					Costo Tratamiento = 0,00 por Mcf					Grade Diff. = 0,00% / * API																			
Regalías = 13,1 %					Costo Transporte Gas = 0,000 US\$/Mcf					Grav. Crudo = 14,4 * API																			
Impuesto a la Renta = 36,25%					Costo Transporte Crudo = 0,000 US\$/bbl					Evaporc. Fuel & Gas = 0,0%																			
Imp. A la Producción (Prod. Tax) = 2,1 %										Condc Producc. = 0 bbls/MMcf																			
Costo Operación - Crudo! = \$ 11,94 \$/bbl																													
Costo Operación - Gas = \$ - \$/Mcf																													
Mínimo Costo de Operación = 50 \$/M/Año																													
Año	Crudo	Gas Prod. Total	Cond	Precio Crudo	Ingresos Brutos	Regalías 13,1%	Tax Prod.	Costo Transp.	Ingresos Netos	Tratamnt. Cost (Gas)	Costo Operac.	Inflación Cost Op.	Inversion Capital	Deprec.	Costos Indirect.	Impuesto Renta	Ingres. Libors	IVA Tax en Comp.	IVA Recuper.	Flujo Caja	Fluj.Caja Acumulado	1 WTI Project. THR	2 WTI Project. THR	3 WTI Project. THR					
(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M								
2009	0	0,000	0,0	72,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00						
2010	3,799	0,000	0,0	76,23	105,703	13,794	2,262	0	89,647	0	16,556	17,053	29,049	13,993	50	21,333	37,517	0	0	22,161	22,161	99,64	85,65						
2011	4,885	0,000	0,0	85,05	151,646	19,790	3,245	0	128,611	0	21,289	21,925	66,664	17,606	50	32,272	56,754	0	0	4,697	26,859	99,64	94,47						
2012	6,142	0,000	0,0	89,82	201,361	26,278	4,309	0	170,774	0	26,767	27,570	55,259	22,139	50	43,868	77,147	0	0	44,027	70,886	99,64	99,24						
2013	6,769	0,000	0,0	97,18	240,101	31,333	5,138	0	203,630	0	29,500	30,385	33,931	24,398	50	53,939	94,858	0	0	85,325	156,211	99,64	106,6						
2014	7,338	0,000	0,0	100,54	269,283	35,141	5,763	0	228,379	0	31,980	32,939	32,059	26,449	50	61,241	107,700	0	0	102,090	258,301	99,64	109,96						
2015	7,881	0,000	0,0	101,84	292,949	38,230	6,269	0	248,450	0	34,346	35,377	33,565	28,407	50	66,924	117,693	0	0	112,535	370,836	99,64	111,26						
2016	7,468	0,000	0,0	103,02	280,814	36,646	6,009	0	238,158	0	32,546	33,523	3,968	26,918	50	64,405	113,263	0	0	136,213	507,049	99,64	112,44						
2017	5,860	0,000	0,0	104,91	224,392	29,283	4,802	0	190,307	0	25,538	26,305	3,504	21,122	50	51,776	91,054	0	0	108,672	615,721	99,64	114,33						
2018	4,788	0,000	0,0	104,99	183,483	23,944	3,927	0	155,612	0	20,867	21,493	2,400	17,258	50	42,344	74,467	0	0	89,325	705,047	99,64	114,41						
2019	3,722	0,000	0,0	106,22	144,303	18,832	3,088	0	122,383	0	16,221	16,707	2,286	13,416	50	33,426	58,784	0	0	69,914	774,960	99,64	115,64						
2020	3,130	0,000	0,0	107,51	122,825	16,029	2,628	0	104,168	0	13,641	14,050	0	11,282	50	28,560	50,226	0	0	61,508	836,468	99,64	116,93						
2021	2,837	0,000	0,0	109,53	113,419	14,801	2,427	0	96,191	0	12,364	12,735	786	10,226	50	26,528	46,652	0	0	56,092	892,560	99,64	118,95						
2022	2,701	0,000	0,0	109,73	108,179	14,117	2,315	0	91,747	0	11,771	12,124	2,000	9,736	50	25,316	44,521	0	0	52,256	944,817	99,64	119,15						
2023	2,484	0,000	0,0	110,89	100,540	13,120	2,152	0	85,268	0	10,826	11,150	286	8,953	50	23,604	41,510	0	0	50,178	994,994	99,64	120,31						
2024	2,055	0,000	0,0	112,05	84,046	10,968	1,799	0	71,279	0	8,956	9,225	0	7,407	50	19,792	34,806	0	0	42,213	1,037,207	99,64	121,47						
2025	1,587	0,000	0,0	113,48	65,734	8,578	1,407	0	55,749	0	6,916	7,124	286	5,720	50	15,535	27,320	0	0	32,754	1,069,961	99,64	122,9						
2027	1,196	0,000	0,0	116,66	40,490	4,698	1,080	0	47,821	0	4,212	4,366	0	4,111	60	11,996	21,096	0	0	24,407	1,096,368	99,64	125,68						
	27,244	0	0	0	2,739,268	357,475	58,620	0	2,323,173	0	325,297	335,056	269,043	269,043	850	622,856	1,095,368	0	0	1,095,368									
	Mbo	MMcf	Mbo																										
Internal Rate of Return (IRR)																		#/DIV/0!											
NPV																													
5% 700.064																													
10% 470.702																													
12% 406.557																													
15% 330.182																													
20% 239.985																													
25% 179.737																													
30% 138.097																													
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																	
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																	
2010												0,0																	
2011			20,000,0		3,400,0			1,700,0	3,949,0			29,049,0																	
2012		715,0	43,000,0	4,400,0		1,600,0	16,000,0		3,949,0			69,664,0																	

ANEXO 17

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE																																																					
										TIR Calculado = 24,5%																																																															
										@ Precio de Compra : 0 \$/M																																																															
PROYECTO										Campo VHA																																																															
										100% Caso: Participación BP																																																															
										Nota: Producción Inicia Enero 2009																																																															
IVA Tax Percentage					Factor Inflación Costo Operac.					3,0% por Año					Grav. Crudo Base = 39,6 * API																																																										
Escenario Futuro del Crudo					Cost Indirectos					50 \$/M/Año					WTI = tabla \$/bbl																																																										
Precio del Gas					BOE Tasa de Conversión					0,2 Mcf/bbl					WTI Diff = 5,00 \$/bbl																																																										
Regalías					Costo Tratamiento					0,00 por Mcf					Grade Diff = 0,00% /* API																																																										
Impuesto a la Renta					Costo Transporte Gas					0,000 US\$/Mcf					Grav. Crudo = 26,5 * API																																																										
Imp. A la Producción (Prod. Tax)					Costo Transporte Crudo					0,000 US\$/Bbl					Evapor. Fuel & Gas = 0,0%																																																										
Costo Operación - Crudo															Condc Producc. = 0 bbls/MMcf																																																										
Costo Operación - Gas																																																																									
Mínimo Costo de Operación																																																																									
																				1			2			3																																															
																				WTI			WTI			WTI																																															
																				Proyect.			Proyect.			Proyect.																																															
																				TNR			TNR			TNR																																															
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	WTI	WTI	WTI																																																	
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Proyect.	Proyect.	Proyect.																																																	
2009	0	0,000	0,0	56,97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82																																																	
2010	3.799	0,000	0,0	56,97	78.997	36.733	1.891	0	40.573	0	10.941	11.269	29.049	13.693	50	5.841	9.920	0	0	-5.436	-5.436	61,97	77,37	82																																																	
2011	4.885	0,000	0,0	56,97	101.579	47.234	2.174	0	52.171	0	14.068	14.490	69.664	17.608	50	7.258	12.785	0	0	-39.292	-44.727	61,97	77,37	82																																																	
2012	6.142	0,000	0,0	56,97	127.717	59.388	2.733	0	65.595	0	17.688	18.219	55.259	22.139	50	9.131	16.058	0	0	-17.063	-61.790	61,97	77,37	82																																																	
2013	6.769	0,000	0,0	56,97	140.755	65.451	3.012	0	72.292	0	19.494	20.079	33.931	24.398	50	10.065	17.700	0	0	8.168	-53.623	61,97	77,37	82																																																	
2014	7.338	0,000	0,0	56,97	152.587	70.953	3.265	0	78.369	0	21.132	21.766	32.059	26.449	50	10.912	19.191	0	0	13.581	-40.042	61,97	77,37	82																																																	
2015	7.881	0,000	0,0	56,97	163.878	76.203	3.507	0	84.168	0	22.696	23.377	33.565	28.407	50	11.721	20.613	0	0	15.455	-24.587	61,97	77,37	82																																																	
2016	7.468	0,000	0,0	56,97	155.290	72.210	3.323	0	79.757	0	21.507	22.152	3.968	26.918	50	11.106	19.531	0	0	42.481	17.894	61,97	77,37	82																																																	
2017	5.860	0,000	0,0	56,97	121.853	56.662	2.608	0	62.584	0	16.876	17.382	3.504	21.122	50	8.711	15.319	0	0	32.937	50.831	61,97	77,37	82																																																	
2018	4.788	0,000	0,0	56,97	99.562	46.296	2.131	0	51.135	0	13.789	14.202	2.400	17.258	50	7.114	12.511	0	0	27.369	78.199	61,97	77,37	82																																																	
2019	3.722	0,000	0,0	56,97	77.395	35.989	1.656	0	39.750	0	10.719	11.040	2.286	13.416	50	5.526	9.718	0	0	20.848	99.047	61,97	77,37	82																																																	
2020	3.130	0,000	0,0	56,97	65.085	30.265	1.393	0	33.428	0	9.014	9.284	0	11.282	50	4.644	8.167	0	0	19.449	118.497	61,97	77,37	82																																																	
2021	2.837	0,000	0,0	56,97	58.993	27.432	1.262	0	30.299	0	8.170	8.415	786	10.226	50	4.208	7.400	0	0	16.840	135.336	61,97	77,37	82																																																	
2022	2.701	0,000	0,0	56,97	56.165	26.117	1.202	0	28.846	0	7.778	8.012	2.000	9.736	50	4.005	7.044	0	0	14.779	150.115	61,97	77,37	82																																																	
2023	2.484	0,000	0,0	56,97	51.652	24.018	1.105	0	26.529	0	7.154	7.368	288	8.953	50	3.682	6.475	0	0	15.143	165.258	61,97	77,37	82																																																	
2024	2.055	0,000	0,0	56,97	42.732	19.870	914	0	21.947	0	5.919	6.096	0	7.407	50	3.043	5.351	0	0	12.758	178.017	61,97	77,37	82																																																	
2025	1.587	0,000	0,0	56,97	33.000	15.345	706	0	16.949	0	4.570	4.707	286	5.720	50	2.348	4.125	0	0	9.560	187.576	61,97	77,37	82																																																	
2027	1.186	0,000	0,0	66,97	24.870	11.664	632	0	12.773	0	3.444	3.648	0	4.111	60	1.763	3.101	0	0	7.412	194.988	61,97	77,37	82																																																	
27.244																				0			0			1.552.109			721.731			33.215			0			797.163			0			214.958			221.406			269.043			269.043			850			110.876			194.988			0			0			194.988		
Mbo																				MMcf			Mbo																																																		
																				Internal Rate of Return (IRR)										24,5%																																											
																				NPV																																																					
																				5%										101.187																																											
																				10%										51.239																																											
																				12%										38.281																																											
																				15%										23.710																																											
																				20%										8.180																																											
																				25%										-677																																											
																				30%										-5.706																																											
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																																																													
2010												0,0																																																													
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																																																													
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																																																													

ANEXO 18

OIL & GAS		Empresa QUIEN SABE																				1	2	3
TIR Calculado = 24,9%																								
@ Precio de Compra: 0 \$/M																								
PROYECTO	Campo VHA	100% Caso: Participación BP																						
Proyectado:		Nota: Producción Inicia Enero 2009																						
I/A Tax Percentage	0,0 %	Factor Inflación Costo Operac.																		3,0%	por Año	Grav. Crudo Base	39,6	* API
Escenario Futuro del Crudo	1	Cost Indirectos																		50	\$/M/Año	WTI =	tabla	\$/bbl
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf	BOE Tasa de Conversión																		0,2	Mcf/Bbl	WTI Diff. =	7,06	\$/bbl
Regalias	42,3 %	Costo Tratamiento																		0,00	por Mcf	Grade Diff. =	0,00%	/ * API
Impuesto a la Renta	36,25%	Costo Transporte Gas																		0,000	US\$/Mcf	Grav. Crudo =	23,5	* API
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %	Costo Transporte Crudo																		0,000	US\$/bbl	Evaporc. Fuel & Gas =	0,0%	
Costo Operación - Crudo	\$ 8,97 \$/Bbl	Cond. Producc. =																		0	bbls/MMcf			
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf																							
Mínimo Costo de Operación	50 \$/M/Año																							
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond.	Precio	Ingresos	Regalias	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	I/A Tax	I/A	Flujo	Fluj Caja	WTI	WTI	WTI
	(bbls/día)	(MMcfd)	(bbls/day)	Crudo	Brutos	42.3%	Prodc.	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost Op.	Capital	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Project.	Project.	Project.
				\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	TNR	TNR	TNR
2009																								
2010	0	0,000	0,0	54,91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82
2011	3.799	0,000	0,0	54,91	76.140	32.207	1.629	0	42.303	0	12.438	12.811	29.049	13.693	50	5.709	10.040	0	0	-5.316	-5.316	61,97	77,37	82
2012	4.885	0,000	0,0	54,91	97.906	41.414	2.095	0	54.397	0	15.994	16.474	69.664	17.608	50	7.346	12.919	0	0	-39.137	-44.453	61,97	77,37	82
2013	6.142	0,000	0,0	54,91	123.099	52.071	2.634	0	68.394	0	20.109	20.712	55.259	22.139	50	9.241	16.252	0	0	-16.869	-61.322	61,97	77,37	82
2014	6.769	0,000	0,0	54,91	135.665	57.386	2.903	0	75.376	0	22.162	22.827	33.931	24.398	50	10.186	17.914	0	0	8.381	-52.940	61,97	77,37	82
2015	7.338	0,000	0,0	54,91	147.069	62.210	3.147	0	81.712	0	24.025	24.746	32.059	26.449	50	11.044	19.422	0	0	13.813	-39.128	61,97	77,37	82
2016	7.881	0,000	0,0	54,91	157.952	66.814	3.380	0	87.758	0	25.803	26.577	33.565	28.407	50	11.863	20.862	0	0	15.704	-23.424	61,97	77,37	82
2017	7.468	0,000	0,0	54,91	149.675	63.312	3.203	0	83.159	0	24.451	25.184	3.968	26.918	50	11.240	19.767	0	0	42.717	19.293	61,97	77,37	82
2018	5.860	0,000	0,0	54,91	117.447	49.680	2.513	0	65.254	0	19.186	19.762	3.504	21.122	50	8.816	15.504	0	0	33.122	52.415	61,97	77,37	82
2019	4.788	0,000	0,0	54,91	95.962	40.592	2.054	0	53.316	0	15.676	16.146	2.400	17.258	50	7.200	12.662	0	0	27.520	79.935	61,97	77,37	82
2020	3.722	0,000	0,0	54,91	74.597	31.554	1.596	0	41.446	0	12.186	12.552	2.286	13.416	50	5.593	9.836	0	0	20.966	100.901	61,97	77,37	82
2021	3.130	0,000	0,0	54,91	62.732	26.536	1.342	0	34.854	0	10.248	10.555	0	11.282	50	4.700	8.266	0	0	19.548	120.449	61,97	77,37	82
2022	2.837	0,000	0,0	54,91	56.880	24.052	1.217	0	31.591	0	9.288	9.567	786	10.226	50	4.259	7.490	0	0	16.929	137.378	61,97	77,37	82
2023	2.701	0,000	0,0	54,91	54.134	22.899	1.158	0	30.077	0	8.843	9.109	2.000	9.736	50	4.054	7.129	0	0	14.865	152.243	61,97	77,37	82
2024	2.484	0,000	0,0	54,91	49.785	21.059	1.065	0	27.660	0	8.133	8.377	298	8.953	50	3.727	6.554	0	0	15.221	167.464	61,97	77,37	82
2025	2.055	0,000	0,0	54,91	41.187	17.422	881	0	22.883	0	6.728	6.930	0	7.407	50	3.080	5.418	0	0	12.823	180.287	61,97	77,37	82
2026	1.587	0,000	0,0	54,91	31.807	13.454	681	0	17.672	0	5.196	5.352	286	5.720	50	2.374	4.176	0	0	9.610	189.897	61,97	77,37	82
2027	1.186	0,000	0,0	54,91	21.470	10.130	413	0	13.318	0	3.616	3.733	0	4.111	50	1.786	3.138	0	0	7.460	197.347	61,97	77,37	82
27.244	0	0	0	54,91	1.495.986	632.802	32.014	0	831.170	0	244.382	251.713	269.043	269.043	850	112.217	197.347	0	0	197.347				
Mbo	MMcf	Mbo																						
Internal Rate of Return (IRR)																				24,9%				
NPV																				5% 102.798				
																				10% 52.396				
																				12% 39.307				
																				15% 24.575				
																				20% 8.849				
																				25% -146				
																				30% -5.275				
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment												
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)												
2010												0												
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049												
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,00												

ANEXO 19

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE									
															TIR Calculado = 24.9%														
															@ Precio de Compra : 0 \$/M														
PROYECTO		Campo VHA			100% Caso: Participación BP																								
		Proyectado:			Nota: Producción Inicia Enero 2011																								
IVA Tax Percentage		0.0 %			Factor Inflación Costo Operac.		3.0%		por Año		Grav. Crudo Base		39.6			* API													
Escenario Futuro del Crudo		1			Cost Indirectos		50		\$/Año		WTI =		tabla			\$/bbl													
Precio del Gas		3.86			BOE Tasa de Conversión		0.2		Mcf/bbl		WTI Diff. =		9.42			\$/bbl													
Regalías		34.0 %			Costo Tratamiento		0.00		por Mcf		Grade Diff. =		0.00%			/* API													
Impuesto a la Renta		36.25%			Costo Transporte Gas		0.000		US\$/Mcf		Grav. Crudo =		14.4			* API													
Imp. A la Producción (Prod. Tax)		2.1 %			Costo Transporte Crudo		0.000		US\$/Bbl		Evaporc. Fuel & Gas =		0.0%																
Costo Operación - Crudo		\$ 11.94									Condc.Producc. =		0			bbls/MMcf													
Costo Operación - Gas		\$ -																											
Mínimo Costo de Operación		50																											
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3					
	(bbls/día)	Total (MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	WTI	WTI	WTI					
																						Proyecl.	Proyecl.	Proyecl.					
																						TNR	TNR	TNR					
2009																													
2010	0	0.000	0.0	52.55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61.97	77.37	82					
2011	3.799	0.000	0.0	52.55	72.868	24.775	1.559	0	46.533	0	16.556	17.053	29.049	13.693	50	5.705	10.032	0	0	-5.323	-5.323	61.97	77.37	82					
2012	4.885	0.000	0.0	52.55	93.698	31.857	2.005	0	59.836	0	21.289	21.928	69.664	17.608	50	7.341	12.909	0	0	-39.147	-44.470	61.97	77.37	82					
2013	6.142	0.000	0.0	52.55	117.808	40.055	2.521	0	75.232	0	26.767	27.570	55.259	22.139	50	9.234	16.239	0	0	-16.881	-61.352	61.97	77.37	82					
2014	6.769	0.000	0.0	52.55	129.834	44.144	2.778	0	82.912	0	29.500	30.385	33.931	24.398	50	10.179	17.900	0	0	8.368	-52.984	61.97	77.37	82					
2015	7.338	0.000	0.0	52.55	140.748	47.854	3.012	0	89.882	0	31.980	32.939	32.059	26.449	50	11.036	19.408	0	0	13.798	-39.186	61.97	77.37	82					
2016	7.881	0.000	0.0	52.55	151.163	51.396	3.235	0	96.533	0	34.346	35.377	33.565	28.407	50	11.854	20.846	0	0	16.688	-23.498	61.97	77.37	82					
2017	7.468	0.000	0.0	52.55	143.242	48.702	3.065	0	91.474	0	32.546	33.523	3.968	26.918	50	11.232	19.752	0	0	42.702	19.204	61.97	77.37	82					
2018	5.860	0.000	0.0	52.55	112.399	38.216	2.405	0	71.778	0	25.538	26.305	3.504	21.122	50	8.809	15.492	0	0	33.110	52.314	61.97	77.37	82					
2019	4.788	0.000	0.0	52.55	91.837	31.225	1.965	0	58.647	0	20.867	21.493	2.400	17.258	50	7.194	12.652	0	0	27.510	79.824	61.97	77.37	82					
2020	3.722	0.000	0.0	52.55	71.391	24.273	1.528	0	45.590	0	16.221	16.707	2.286	13.416	50	5.589	9.828	0	0	20.958	100.782	61.97	77.37	82					
2021	3.130	0.000	0.0	52.55	60.036	20.412	1.285	0	38.339	0	13.641	14.050	0	11.282	50	4.697	8.280	0	0	19.542	120.324	61.97	77.37	82					
2022	2.837	0.000	0.0	52.55	54.416	18.501	1.164	0	34.750	0	12.364	12.735	786	10.226	50	4.255	7.484	0	0	16.924	137.248	61.97	77.37	82					
2023	2.701	0.000	0.0	52.55	51.807	17.614	1.109	0	33.084	0	11.771	12.124	2.000	9.736	50	4.051	7.123	0	0	14.859	152.107	61.97	77.37	82					
2024	2.484	0.000	0.0	52.55	47.645	16.199	1.020	0	30.426	0	10.826	11.150	286	8.953	50	3.724	6.549	0	0	15.216	167.323	61.97	77.37	82					
2025	2.055	0.000	0.0	52.55	39.416	13.402	844	0	25.171	0	8.956	9.225	0	7.407	50	3.077	5.412	0	0	12.919	180.142	61.97	77.37	82					
2026	1.587	0.000	0.0	52.55	30.440	10.350	651	0	19.439	0	6.916	7.124	286	5.720	50	2.373	4.172	0	0	9.607	189.749	61.97	77.37	82					
2027	1.166	0.000	0.0	62.64	22.940	7.800	491	0	14.650	0	4.912	5.368	0	4.311	40	1.784	3.137	0	0	7.447	197.196	61.97	77.37	82					
	27.244	0	0		1.431.690	486.774	30.638	0	914.277	0	325.297	335.056	269.043	269.043	850	112.131	197.196	0	0	197.196									
	Mbo	MMcf	Mbo																										
															Internal Rate of Return (IRR)					24.9%									
															NPV														
															5%					102.696									
															10%					52.322									
															12%					39.241									
															15%					24.520									
															20%					8.806									
															25%					-180									
															30%					-5.302									

Year	Protecc. Ambiente (\$M)	Work-overs (\$M)	Drillwells (\$M)	Dry-Holes (\$M)	Seismic (\$M)	Pipelines (\$M)	Facilities (\$M)	Geology (\$M)	Completion (\$M)	Vias Plataformas (\$M)	Levant Artificial (\$M)	Total Investment (\$M)
2010												0.0
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0

ANEXO 20

OIL & GAS																						1			2			3			
Empresa QUIEN SABE																						WTI			WTI			WTI			
TIR Calculado =		25,0%																				WTI			WTI			WTI			
Precio de Compra:		0 \$M																				WTI			WTI			WTI			
PROYECTO	Campo VHA				100% Caso: Participación BP																	WTI			WTI			WTI			
Proyectado:																						WTI			WTI			WTI			
Nota: Producción Inicia Enero 2009																						WTI			WTI			WTI			
IVA Tax Percentage		0,0 %		Factor Inflación Costo Operac.		3,0%		por Año		Grav. Crudo Base		39,6		* API		WTI			WTI			WTI									
Escenario Futuro del Crudo		2		Cost Indirectos		50		\$/M/Año		WTI =		tabla		\$/bbl		WTI			WTI			WTI									
Precio del Gas		3,86 \$/Mcf		BOE Tasa de Conversión		0,2		Mcf/Bbl		WTI Diff. =		5,00		\$/bbl		WTI			WTI			WTI									
Regalías		57,2 %		Costo Tratamiento		0,00		por Mcf		Grade Diff. =		0,00%		/* API		WTI			WTI			WTI									
Impuesto a la Renta		36,25%		Costo Transporte Gas		0,000		US\$/Mcf		Grav. Crudo =		26,5		* API		WTI			WTI			WTI									
Imp. A la Producción (Prod. Tax)		2,1 %		Costo Transporte Crudo		0,000		US\$/Bbl		Evaporc. Fuel & Gas =		0,0%				WTI			WTI			WTI									
Costo Operación - Crudo		\$ 7,89								Condc.Producc. =		0		bbls/MMcf		WTI			WTI			WTI									
Costo Operación - Gas		\$ -														WTI			WTI			WTI									
Mínimo Costo de Operación		50		MS/Año												WTI			WTI			WTI									
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	WTI	WTI	WTI							
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	Crudo	Brutos	57,2%	Prodc.	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost Op.	Capital	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Proyect.	Proyect.	Proyect.							
				\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	TNR	TNR	TNR							
2009	0	0,000	0,0	72,37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82							
2010	3.799	0,000	0,0	72,37	100.351	57.401	2.148	0	40.803	0	10.941	11.269	29.049	13.693	50	5.724	10.066	0	0	-5.289	-5.289	61,97	77,37	82							
2011	4.885	0,000	0,0	72,37	129.038	73.809	2.761	0	52.467	0	14.088	14.490	69.664	17.608	50	7.366	12.953	0	0	-39.103	-44.392	61,97	77,37	82							
2012	6.142	0,000	0,0	72,37	162.241	92.802	3.472	0	65.967	0	17.688	18.219	55.259	22.139	50	9.266	16.295	0	0	-16.826	-61.218	61,97	77,37	82							
2013	6.769	0,000	0,0	72,37	178.803	102.276	3.826	0	72.701	0	19.494	20.079	33.931	24.398	50	10.213	17.961	0	0	8.429	-52.789	61,97	77,37	82							
2014	7.338	0,000	0,0	72,37	193.834	110.873	4.148	0	78.813	0	21.132	21.766	32.059	26.449	50	11.073	19.474	0	0	13.864	-38.925	61,97	77,37	82							
2015	7.881	0,000	0,0	72,37	208.177	119.077	4.455	0	84.645	0	22.696	23.377	33.565	28.407	50	11.894	20.917	0	0	15.759	-23.167	61,97	77,37	82							
2016	7.468	0,000	0,0	72,37	197.268	112.837	4.222	0	80.209	0	21.507	22.152	3.968	26.918	50	11.270	19.819	0	0	42.769	19.603	61,97	77,37	82							
2017	5.860	0,000	0,0	72,37	154.792	88.541	3.313	0	62.939	0	16.876	17.382	3.504	21.122	50	8.839	15.545	0	0	33.163	52.766	61,97	77,37	82							
2018	4.788	0,000	0,0	72,37	126.475	72.344	2.707	0	51.425	0	13.789	14.202	2.400	17.258	50	7.219	12.695	0	0	27.553	80.319	61,97	77,37	82							
2019	3.722	0,000	0,0	72,37	98.317	56.237	2.104	0	39.976	0	10.719	11.040	2.286	13.416	50	5.608	9.882	0	0	20.992	101.311	61,97	77,37	82							
2020	3.130	0,000	0,0	72,37	82.679	47.292	1.769	0	33.617	0	9.014	9.284	0	11.282	50	4.713	8.288	0	0	19.570	120.881	61,97	77,37	82							
2021	2.837	0,000	0,0	72,37	74.939	42.865	1.604	0	30.470	0	8.170	8.415	786	10.226	50	4.270	7.509	0	0	16.949	137.830	61,97	77,37	82							
2022	2.701	0,000	0,0	72,37	71.347	40.811	1.527	0	29.010	0	7.778	8.012	2.000	9.736	50	4.064	7.148	0	0	14.883	152.713	61,97	77,37	82							
2023	2.484	0,000	0,0	72,37	65.615	37.532	1.404	0	26.679	0	7.154	7.369	286	8.953	50	3.736	6.571	0	0	15.238	167.952	61,97	77,37	82							
2024	2.055	0,000	0,0	72,37	54.283	31.050	1.162	0	22.071	0	5.918	6.096	0	7.407	50	3.088	5.431	0	0	12.838	180.790	61,97	77,37	82							
2025	1.587	0,000	0,0	72,37	41.921	23.979	887	0	17.045	0	4.570	4.707	286	5.720	50	2.381	4.187	0	0	9.621	190.411	61,97	77,37	82							
2027	1.186	0,000	0,0	72,37	31.692	18.071	676	0	12.848	0	3.444	3.648	0	4.111	60	1.790	3.147	0	0	7.458	197.860	61,97	77,37	82							
27.244	0	0	0		1.971.672	1.127.796	42.194	0	801.682	0	214.958	221.406	269.043	269.043	850	112.514	197.869	0	0	197.869											
Mbo	MMcf	Mbo																													
Internal Rate of Return (IRR)																				25,0%			WTI			WTI			WTI		
NPV																				WTI			WTI			WTI					
5%																				103.155			WTI			WTI			WTI		
10%																				52.652			WTI			WTI			WTI		
12%																				39.534			WTI			WTI			WTI		
15%																				24.767			WTI			WTI			WTI		
20%																				8.997			WTI			WTI			WTI		
25%																				-29			WTI			WTI			WTI		
30%																				-5.179			WTI			WTI			WTI		
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																			
2010												0,0																			
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																			
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																			

ANEXO 21

OIL & GAS																						1			2			3		
Empresa QUIEN SABE																						WTI			WTI			WTI		
TIR Calculado = 25,0%																						Proyect.			Proyect.			Proyect.		
@ Precio de Compra: 0 \$M																						TNR			TNR			TNR		
PROYECTO	Campo VHA				100% Caso: Participación BP																									
Nota: Producción Inicia Enero 2009																														
Iva Tax Percentage	0,0 %	Factor Inflación Costo Operac.																												
Escenario Futuro del Crudo	2	Costo Indirectos																												
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf	BOE Tasa de Conversión																												
Regalías	54,4 %	Costo Tratamiento																												
Impuesto a la Renta	36,25%	Costo Transporte Gas																												
Imp. a la Producción (Prod. Tax)	2,1 %	Costo Transporte Crudo																												
Costo Operación - Crudo	\$ 8,97 \$/Bbl	Evaporc. Fuel & Gas																												
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf	Condc.Producc.																												
Mínimo Costo de Operación	50 \$/Año																													
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond.	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	WTI	WTI	WTI						
	(bbls/día)	Total	(bbls/day)	Crudo	Brutos	54.4%	Prod.	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost Op.	Capital	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Proyect.	Proyect.	Proyect.						
		(MMcfd)		\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	TNR	TNR	TNR						
2007	0	0,000	0,0	70,31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82						
2009	3,799	0,000	0,0	70,31	97,494	53,037	2,086	0	42,371	0	12,438	12,811	29,049	13,693	50	5,733	10,083	0	0	-5,273	-5,273	61,97	77,37	82						
2010	4,885	0,000	0,0	70,31	125,364	68,198	2,683	0	54,483	0	15,994	16,474	69,664	17,608	50	7,378	12,974	0	0	-39,082	-44,354	61,97	77,37	82						
2011	6,142	0,000	0,0	70,31	157,623	85,747	3,373	0	68,503	0	20,109	20,712	55,259	22,139	50	9,281	16,321	0	0	-16,799	-61,154	61,97	77,37	82						
2012	6,769	0,000	0,0	70,31	173,714	94,500	3,717	0	75,496	0	22,162	22,827	33,931	24,398	50	10,230	17,991	0	0	8,458	-52,696	61,97	77,37	82						
2013	7,338	0,000	0,0	70,31	188,316	102,444	4,030	0	81,842	0	24,025	24,746	32,059	26,449	50	11,091	19,506	0	0	13,896	-38,800	61,97	77,37	82						
2014	7,881	0,000	0,0	70,31	202,251	110,025	4,328	0	87,898	0	25,803	26,577	33,565	28,407	50	11,914	20,951	0	0	15,793	-23,007	61,97	77,37	82						
2015	7,468	0,000	0,0	70,31	191,652	104,259	4,101	0	83,292	0	24,451	25,184	3,968	26,918	50	11,288	19,852	0	0	42,802	19,795	61,97	77,37	82						
2016	5,860	0,000	0,0	70,31	150,386	81,810	3,218	0	65,358	0	19,186	19,762	3,504	21,122	50	8,854	15,570	0	0	33,188	52,984	61,97	77,37	82						
2017	4,788	0,000	0,0	70,31	122,875	66,844	2,630	0	53,402	0	15,676	16,146	2,400	17,258	50	7,231	12,716	0	0	27,574	80,558	61,97	77,37	82						
2018	3,722	0,000	0,0	70,31	95,518	51,962	2,044	0	41,512	0	12,186	12,552	2,286	13,416	50	5,617	9,878	0	0	21,008	101,566	61,97	77,37	82						
2019	3,130	0,000	0,0	70,31	80,326	43,697	1,719	0	34,910	0	10,248	10,555	0	11,282	50	4,721	8,302	0	0	19,584	121,149	61,97	77,37	82						
2020	2,837	0,000	0,0	70,31	72,806	39,607	1,558	0	31,642	0	9,288	9,567	786	10,226	50	4,277	7,522	0	0	16,961	138,111	61,97	77,37	82						
2021	2,701	0,000	0,0	70,31	69,316	37,708	1,483	0	30,125	0	8,943	9,109	2,000	9,736	50	4,071	7,160	0	0	14,895	153,006	61,97	77,37	82						
2022	2,484	0,000	0,0	70,31	63,747	34,679	1,364	0	27,705	0	8,133	8,377	286	8,953	50	3,743	6,582	0	0	15,249	168,255	61,97	77,37	82						
2023	2,055	0,000	0,0	70,31	52,738	28,689	1,129	0	22,920	0	6,728	6,930	0	7,407	50	3,093	5,440	0	0	12,847	181,102	61,97	77,37	82						
2024	1,587	0,000	0,0	70,31	40,727	22,156	872	0	17,700	0	5,196	5,352	286	5,720	50	2,385	4,194	0	0	9,628	190,730	61,97	77,37	82						
2025	1,196	0,000	0,0	70,31	30,693	16,697	667	0	13,338	0	3,916	4,033	0	4,311	50	1,793	3,169	0	0	7,463	198,193	61,97	77,37	82						
	27,244	0	0		1,915,549	1,042,059	40,993	0	832,498	0	244,382	251,713	269,043	269,043	850	112,698	198,193	0	0	198,193										
	Mbo	MMcfd	Mbo																											
Internal Rate of Return (IRR)																						25,0%								
NPV																														
5%																						103,377								
10%																						52,811								
12%																						39,675								
15%																						24,886								
20%																						9,089								
25%																						44								
30%																						-5,120								
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant. Artificial	Total Investment																		
2010												0,0																		
2011			20,000,0		3,400,0			1,700,0	3,949,0			29,049,0																		
2012		715,0	43,000,0	4,400,0		1,600,0	16,000,0		3,949,0			69,664,0																		

ANEXO 22

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE															
TIR Calculado = 25.0%																		@ Precio de Compra : 0 \$M		100%		Caso: Participación BP		Nota: Producción Inicia Enero 2009											
PROYECTO				Campo VHA				Proyectado:				Factor Inflación Costo Operac.				Cost Indirectos				BOE Tasa de Conversión				Costo Tratamiento				Costo Transporte Gas				Costo Transporte Crudo			
IVA Tax Percentage				0,0 %				3,0%				50				0,2				0,00				0,000				0,000							
Escenario Futuro del Crudo				2				por Año				SM/Año				Grav. Crudo Base				WTI =				39,6 * API											
Precio del Gas				3,86 \$/Mcf				Mcf/Bbl				WTI Diff =				9,42 \$/bbl				Grade Diff =				0,00% / * API											
Regalías				48,4 %				por Mcf				Grav. Crudo =				14,4 * API				Evaporc. Fuel & Gas =				0,0%											
Impuesto a la Renta				36,25%				US\$/Mcf				Condc Producc. =				0 bbls/MMcf																			
Imp. A la Producción (Prod. Tax)				2,1 %																															
Costo Operación - Crudo				\$ 11,94 \$/Bbl																															
Costo Operación - Gas				\$ - \$/Mcf																															
Mínimo Costo de Operación				50 M\$/Año																															
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3											
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	WTI	WTI	WTI											
					Brutos	48,4%	Prod.	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost.Op.	Capital		Indirect.	Renta	Libors	en Comp.	Recuper.	Caja	Acumulado	Proyecl.	Proyecl.	Proyecl.											
					\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	TNR	TNR	TNR											
2009	0	0,000	0,0	67,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82											
2010	3.799	0,000	0,0	67,95	94.222	45.603	2.016	0	46.602	0	16.556	17.053	29.049	13.693	50	5.730	10.076	0	0	-5.280	-5.280	61,97	77,37	82											
2011	4.855	0,000	0,0	67,95	121.157	58.640	2.593	0	59.924	0	21.289	21.928	69.664	17.608	50	7.373	12.966	0	0	-39.091	-44.370	61,97	77,37	82											
2012	6.142	0,000	0,0	67,95	152.332	73.729	3.260	0	75.344	0	26.767	27.570	55.259	22.139	50	9.274	16.310	0	0	-16.810	-61.180	61,97	77,37	82											
2013	6.769	0,000	0,0	67,95	167.883	81.255	3.593	0	83.035	0	29.500	30.385	33.931	24.398	50	10.223	17.978	0	0	8.446	-52.735	61,97	77,37	82											
2014	7.338	0,000	0,0	67,95	181.995	88.086	3.895	0	90.015	0	31.980	32.939	32.059	26.449	50	11.084	19.492	0	0	13.883	-38.852	61,97	77,37	82											
2015	7.881	0,000	0,0	67,95	195.463	94.604	4.183	0	96.676	0	34.346	35.377	33.565	28.407	50	11.905	20.937	0	0	15.779	-23.073	61,97	77,37	82											
2016	7.468	0,000	0,0	67,95	185.219	89.646	3.964	0	91.610	0	32.546	33.523	3.968	26.918	50	11.281	19.838	0	0	42.788	19.715	61,97	77,37	82											
2017	5.860	0,000	0,0	67,95	145.338	70.344	3.110	0	71.884	0	25.538	26.305	3.504	21.122	50	8.848	15.560	0	0	33.178	52.893	61,97	77,37	82											
2018	4.788	0,000	0,0	67,95	118.751	57.475	2.541	0	58.734	0	20.867	21.493	2.400	17.258	50	7.226	12.708	0	0	27.566	80.459	61,97	77,37	82											
2019	3.722	0,000	0,0	67,95	92.312	44.679	1.975	0	45.658	0	16.221	16.707	2.286	13.416	50	5.613	9.871	0	0	21.001	101.460	61,97	77,37	82											
2020	3.130	0,000	0,0	67,95	77.629	37.573	1.661	0	38.396	0	13.641	14.050	0	11.282	50	4.717	8.296	0	0	19.578	121.038	61,97	77,37	82											
2021	2.837	0,000	0,0	67,95	70.363	34.055	1.506	0	34.801	0	12.364	12.735	786	10.226	50	4.274	7.517	0	0	16.956	137.994	61,97	77,37	82											
2022	2.701	0,000	0,0	67,95	66.990	32.423	1.434	0	33.133	0	11.771	12.124	2.000	9.736	50	4.068	7.155	0	0	14.890	152.885	61,97	77,37	82											
2023	2.484	0,000	0,0	67,95	61.608	29.818	1.318	0	30.471	0	10.826	11.150	286	8.953	50	3.740	6.577	0	0	15.245	168.129	61,97	77,37	82											
2024	2.055	0,000	0,0	67,95	50.968	24.668	1.091	0	25.209	0	8.956	9.225	0	7.407	50	3.091	5.436	0	0	12.843	180.972	61,97	77,37	82											
2025	1.587	0,000	0,0	67,95	39.360	19.050	842	0	19.468	0	6.916	7.124	286	5.720	50	2.383	4.191	0	0	9.625	190.597	61,97	77,37	82											
2027	1.196	0,000	0,0	67,95	29.663	14.367	636	0	14.671	0	6.212	6.368	0	4.111	60	1.791	3.160	0	0	7.461	198.069	61,97	77,37	82											
	27.244	0	0		1.851.252	896.006	39.617	0	915.629	0	325.297	335.056	269.043	269.043	850	112.622	198.059	0	0	198.059															
	Mbo	MMcf	Mbo																																
Internal Rate of Return (IRR)																		25,0%																	
NPV																		5%		103.285															
																		10%		52.745															
																		12%		39.616															
																		15%		24.836															
																		20%		9.050															
																		25%		14															
																		30%		-5.145															
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																							
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																							
2010												0,0																							
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																							
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																							

ANEXO 23

OIL & GAS																				1			2			3		
Empresa QUIEN SABE																				WTI	WTI	WTI						
TIR Calculado = 25,1%																												
@ Precio de Compra : 0 \$/M																												
PROYECTO	Campo VIA				100% Caso: Participación BP																WTI	WTI	WTI					
Nota: Producción Inicia Enero 2009																												
Iva Tax Percentage	0,0 %																											
Escenario Futuro del Crudo	3																											
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf																											
Regalías	59,6 %																											
Impuesto a la Renta	36,25%																											
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %																											
Costo Operación - Crudo	\$ 7,89 \$/bbl																											
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf																											
Mínimo Costo de Operación	50 \$/Año																											
Año	Crudo	Gas Prod. Total	Cond	Precio Crudo	Ingresos Brutos	Regalías	Tax	Costo Transp.	Ingresos Netos	Tratamnt. Cost (Gas)	Costo Operac.	Inflación Cost Op.	Inversion Capital	Deprec.	Costos Indirect.	Impuesto Renta	Ingres. Libors	IVA Tax en Comp.	IVA Recuper.	Flujo Caja	Fluj.Caja Acumulado	WTI Project. TNR	WTI Project. TNR	WTI Project. TNR				
	(bbls/día)	(MMcf/d)	(bbls/día)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M							
2009																												
2010	0	0,000	0,0	77,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82				
2011	3.799	0,000	0,0	77,00	106.771	63.635	2.285	0	40.851	0	10.941	11.269	29.049	13.693	50	5.741	10.097	0	0	-5.259	-5.259	61,97	77,37	82				
2012	4.885	0,000	0,0	77,00	137.293	81.827	2.938	0	52.528	0	14.058	14.490	69.664	17.608	50	7.388	12.993	0	0	-39.064	-44.322	61,97	77,37	82				
2013	6.142	0,000	0,0	77,00	172.621	102.882	3.694	0	66.045	0	17.688	18.219	55.259	22.139	50	9.294	16.344	0	0	-16.777	-61.099	61,97	77,37	82				
2014	6.769	0,000	0,0	77,00	190.243	113.385	4.071	0	72.787	0	19.494	20.079	33.931	24.398	50	10.244	18.016	0	0	8.483	-52.616	61,97	77,37	82				
2015	7.338	0,000	0,0	77,00	206.234	122.916	4.413	0	78.905	0	21.132	21.766	32.059	26.449	50	11.107	19.533	0	0	13.923	-38.693	61,97	77,37	82				
2016	7.891	0,000	0,0	77,00	221.496	132.011	4.740	0	84.744	0	22.696	23.377	33.565	28.407	50	11.930	20.980	0	0	15.822	-22.871	61,97	77,37	82				
2017	7.468	0,000	0,0	77,00	209.888	125.093	4.492	0	80.303	0	21.507	22.152	3.968	26.918	50	11.304	19.879	0	0	42.829	19.959	61,97	77,37	82				
2018	5.860	0,000	0,0	77,00	164.695	98.158	3.524	0	63.012	0	16.876	17.382	3.504	21.122	50	8.866	15.592	0	0	33.210	53.169	61,97	77,37	82				
2019	4.788	0,000	0,0	77,00	134.567	80.202	2.880	0	51.485	0	13.789	14.202	2.400	17.258	50	7.241	12.734	0	0	27.592	80.761	61,97	77,37	82				
2020	3.722	0,000	0,0	77,00	104.607	62.346	2.239	0	40.023	0	10.719	11.040	2.286	13.416	50	5.625	9.892	0	0	21.021	101.782	61,97	77,37	82				
2021	3.130	0,000	0,0	77,00	87.969	52.429	1.883	0	33.657	0	9.014	9.284	0	11.282	50	4.727	8.313	0	0	19.595	121.378	61,97	77,37	82				
2022	2.837	0,000	0,0	77,00	79.734	47.521	1.706	0	30.506	0	8.170	8.415	786	10.226	50	4.283	7.532	0	0	16.972	138.350	61,97	77,37	82				
2023	2.701	0,000	0,0	77,00	75.912	45.243	1.625	0	29.044	0	7.778	8.012	2.000	9.736	50	4.077	7.170	0	0	14.905	153.255	61,97	77,37	82				
2024	2.484	0,000	0,0	77,00	69.813	41.608	1.494	0	26.710	0	7.154	7.368	286	8.953	50	3.748	6.591	0	0	15.258	168.513	61,97	77,37	82				
2025	2.055	0,000	0,0	77,00	57.756	34.422	1.236	0	22.097	0	5.918	6.096	0	7.407	50	3.097	5.447	0	0	12.854	181.368	61,97	77,37	82				
2026	1.587	0,000	0,0	77,00	44.603	26.583	954	0	17.065	0	4.570	4.707	286	5.720	50	2.388	4.199	0	0	9.634	191.001	61,97	77,37	82				
2027	1.186	0,000	0,0	77,00	33.814	20.034	718	0	12.861	0	3.444	3.648	0	4.311	50	1.796	3.167	0	0	7.468	198.469	61,97	77,37	82				
	27.244	0	0		2.097.813	1.250.297	44.893	0	802.623	0	214.958	221.406	269.043	269.043	850	112.855	198.469	0	0	198.469								
	Mbo	MMcf	Mbo																									
Internal Rate of Return (IRR)																25,1%												
NPV																												
5%																103.565												
10%																52.947												
12%																39.795												
15%																24.987												
20%																9.167												
25%																107												
30%																-5.070												
Year	Protecc. Ambiente (\$M)	Work- overs (\$M)	Drillwells (\$M)	Dry Holes (\$M)	Seismic (\$M)	Pipelines (\$M)	Facilities (\$M)	Geology (\$M)	Completion (\$M)	Vias Plataformas (\$M)	Levant Artificial (\$M)	Total Investment (\$M)																
2010												0,0																
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.800,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																

ANEXO 24

OIL & GAS																				1			2			3					
Empresa QUIEN SABE																				WTI			WTI			WTI					
TIR Calculado =		25,0%																													
@ Precio de Compra:		0 \$M																													
PROYECTO	Campo VHA				100% Caso: Participación BP																										
Proyectado:																				Nota: Producción Inicia Enero 2009											
IVA Tax Percentage	0,0 %				Factor Inflación Costo Operac.				3,0%				por Año				Grav. Crudo Base				39,6 * API										
Escenario Futuro del Crudo	3				Cost Indirectos				50				\$/Año				WTI =				tabla \$/bbl										
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf				BOE Tasa de Conversión				0,2				Mcf/bbl				WTI Diff =				7,06 \$/bbl										
Regalías	57,1 %				Costo Tratamiento				0,00				por Mcf				Grade Diff =				0,00% /* API										
Impuesto a la Renta	36,25%				Costo Transporte Gas				0,000				US\$/Mcf				Grav. Crudo =				23,5 * API										
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %				Costo Transporte Crudo				0,000				US\$/bbl				Evapor. Fuel & Gas =				0,0%										
Costo Operación - Crudo	\$ 8,97 \$/bbl																Condc.Producc. =				0 bbls/MMcf										
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf																														
Mínimo Costo de Operación	50 \$/Año																														
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond.	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	WTI	WTI	WTI							
	(bbls/día)	(MMcfd)	(bbls/day)	Crudo	Brutos	57.1%	Prodc.	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost.Op.	Capital	SM	Indirect.	Renta	Libers	en Comp.	Recuper.	Caja	Acumulado	Proyect.	Proyect.	Proyect.							
				\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	TNR	TNR	TNR							
2009																															
2010	0	0,000	0,0	74,94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82							
2011	3.799	0,000	0,0	74,94	103.914	59.335	2.224	0	42.356	0	12.438	12.811	29.049	13.693	50	5.728	10.073	0	0	-5.283	-5.283	61,97	77,37	82							
2012	4.885	0,000	0,0	74,94	133.620	76.297	2.859	0	54.463	0	15.994	16.474	69.664	17.608	50	7.370	12.962	0	0	-39.095	-44.377	61,97	77,37	82							
2013	6.142	0,000	0,0	74,94	168.003	95.930	3.595	0	68.478	0	20.109	20.712	55.259	22.139	50	9.272	16.305	0	0	-16.815	-61.192	61,97	77,37	82							
2014	6.769	0,000	0,0	74,94	185.153	105.722	3.962	0	75.468	0	22.162	22.827	33.931	24.398	50	10.220	17.973	0	0	8.441	-52.752	61,97	77,37	82							
2015	7.338	0,000	0,0	74,94	200.717	114.609	4.295	0	81.812	0	24.025	24.746	32.059	26.449	50	11.081	19.487	0	0	13.877	-38.875	61,97	77,37	82							
2016	7.881	0,000	0,0	74,94	215.570	123.090	4.613	0	87.866	0	25.803	26.577	33.565	28.407	50	11.902	20.931	0	0	15.773	-23.102	61,97	77,37	82							
2017	7.468	0,000	0,0	74,94	204.273	116.640	4.371	0	83.262	0	24.451	25.184	3.968	26.918	50	11.277	19.832	0	0	42.782	19.680	61,97	77,37	82							
2018	5.860	0,000	0,0	74,94	160.289	91.525	3.430	0	65.334	0	19.186	19.762	3.504	21.122	50	8.845	15.555	0	0	33.173	52.853	61,97	77,37	82							
2019	4.788	0,000	0,0	74,94	130.967	74.782	2.803	0	53.382	0	15.676	16.146	2.400	17.258	50	7.224	12.704	0	0	27.562	80.415	61,97	77,37	82							
2020	3.722	0,000	0,0	74,94	101.808	58.133	2.179	0	41.497	0	12.188	12.552	2.286	13.416	50	5.611	9.868	0	0	20.998	101.413	61,97	77,37	82							
2021	3.130	0,000	0,0	74,94	85.615	48.886	1.832	0	34.897	0	10.248	10.555	0	11.282	50	4.716	8.294	0	0	19.576	120.989	61,97	77,37	82							
2022	2.837	0,000	0,0	74,94	77.601	44.310	1.661	0	31.630	0	9.288	9.567	786	10.226	50	4.273	7.514	0	0	16.954	137.943	61,97	77,37	82							
2023	2.701	0,000	0,0	74,94	73.881	42.186	1.581	0	30.114	0	8.843	9.109	2.000	9.736	50	4.067	7.153	0	0	14.888	152.831	61,97	77,37	82							
2024	2.484	0,000	0,0	74,94	67.945	38.797	1.454	0	27.694	0	8.133	8.377	286	8.953	50	3.739	6.575	0	0	15.243	168.074	61,97	77,37	82							
2025	2.055	0,000	0,0	74,94	56.211	32.096	1.203	0	22.911	0	6.728	6.930	0	7.407	50	3.090	5.434	0	0	12.841	180.915	61,97	77,37	82							
2026	1.587	0,000	0,0	74,94	43.409	24.787	929	0	17.694	0	5.196	5.352	286	5.720	50	2.382	4.189	0	0	9.624	190.539	61,97	77,37	82							
2027	1.184	0,000	0,0	74,94	32.714	18.880	706	0	13.334	0	3.816	4.033	0	4.311	50	1.781	3.148	0	0	7.460	197.989	61,97	77,37	82							
27.244	0	0	0		2.041.690	1.165.805	43.692	0	832.193	0	244.382	251.713	269.043	269.043	850	112.588	197.999	0	0	197.999											
Mbo		MMcf	Mbo																												
Internal Rate of Return (IRR)																				25,0%											
NPV																				5%			103.244								
																				10%			52.716								
																				12%			39.590								
																				15%			24.814								
																				20%			9.034								
																				25%			1								
																				30%			-5.156								
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																			
2010												0,0																			
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																			
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																			

ANEXO 25

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE									
										TIR Calculado = 25,1%																			
										@ Precio de Compra : 0 \$/M																			
PROYECTO					Campo VHA					100% Caso:					Participación BP														
Proyectado:					Nota: Producción Inicia Enero 2009																								
IVA Tax Percentage					0,0 %					Factor Inflación Costo Operac.					3,0% por Año					Grav. Crudo Base = 39,6 * API									
Escenario Futuro del Crudo					3					Cost Indirectos					50 \$/M/Año					WTI = tabla \$/bbl									
Precio del Gas					3,86 \$/Mcf					BOE Tasa de Conversión					0,2 Mcf/bbl					WTI Diff. = 9,42 \$/bbl									
Regalías					51,5 %					Costo Tratamiento					0,00 por Mcf					Grade Diff. = 0,00% / * API									
Impuesto a la Renta					36,25%					Costo Transporte Gas					0,000 US\$/Mcf					Grav. Crudo = 14,4 * API									
Imp. A la Producción (Prod. Tax)					2,1 %					Costo Transporte Crudo					0,000 US\$/bbl					Evaporc. Fuel & Gas = 0,0%									
Costo Operación - Crudo					\$ 11,94 \$/bbl															Condc.Producc. = 0 bbls/MMcf									
Costo Operación - Gas					\$ - \$/Mcf																								
Mínimo Costo de Operación					50 \$/M/Año																								
Año	Crudo (bbls/día)	Gas Prod. Total (MMcf/d)	Cond (bbls/day)	Precio Crudo (\$/bbl)	Ingresos Brutos (\$M)	Regalías 51,5% (\$M)	Tax Prod. (\$M)	Costo Transp. (\$M)	Ingresos Netos (\$M)	Tratamnt. Cost (Gas) (\$M)	Costo Operac. (\$M)	Inflación Cost Op. (\$M)	Inversion Capital (\$M)	Deprec. (\$M)	Costos Indirect. (\$M)	Impuesto Renta (\$M)	Ingres. Libors (\$M)	IVA Tax en Comp. (\$M)	IVA Recuper. (\$M)	Flujo Caja (\$M)	Fluj.Caja Acumulado (\$M)	1 WTI Proyect. TNR	2 WTI Proyect. TNR	3 WTI Proyect. TNR					
2009																													
2010	0	0,000	0,0	72,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,97	77,37	82					
2011	3.799	0,000	0,0	72,58	100.642	51.831	2.154	0	46.658	0	16.556	17.053	29.049	13.693	50	5.750	10.112	0	0	-5.244	-5.244	61,97	77,37	82					
2012	4.885	0,000	0,0	72,58	129.412	66.647	2.769	0	59.995	0	21.289	21.928	69.664	17.608	50	7.399	13.011	0	0	-39.045	-44.289	61,97	77,37	82					
2013	6.142	0,000	0,0	72,58	162.712	83.797	3.482	0	75.433	0	26.767	27.570	55.259	22.139	50	9.307	16.367	0	0	-16.753	-61.042	61,97	77,37	82					
2014	6.769	0,000	0,0	72,58	179.322	92.351	3.837	0	83.134	0	29.500	30.385	33.931	24.398	50	10.259	18.041	0	0	8.509	-52.533	61,97	77,37	82					
2015	7.338	0,000	0,0	72,58	194.396	100.114	4.160	0	90.122	0	31.980	32.939	32.059	26.449	50	11.123	19.561	0	0	13.951	-38.582	61,97	77,37	82					
2016	7.981	0,000	0,0	72,58	208.781	107.522	4.468	0	96.791	0	34.346	35.377	33.565	28.407	50	11.947	21.011	0	0	15.852	-22.730	61,97	77,37	82					
2017	7.468	0,000	0,0	72,58	197.840	101.888	4.234	0	91.719	0	32.546	33.523	3.968	26.918	50	11.320	19.908	0	0	42.858	20.128	61,97	77,37	82					
2018	5.860	0,000	0,0	72,58	155.241	79.949	3.322	0	71.970	0	25.538	26.305	3.504	21.122	50	8.879	15.614	0	0	33.232	53.360	61,97	77,37	82					
2019	4.788	0,000	0,0	72,58	126.842	65.324	2.714	0	58.804	0	20.867	21.493	2.400	17.258	50	7.251	12.752	0	0	27.610	80.970	61,97	77,37	82					
2020	3.722	0,000	0,0	72,58	98.602	50.780	2.110	0	45.712	0	16.221	16.707	2.286	13.416	50	5.633	9.906	0	0	21.036	102.006	61,97	77,37	82					
2021	3.130	0,000	0,0	72,58	82.919	42.703	1.774	0	38.441	0	13.641	14.050	0	11.282	50	4.734	8.325	0	0	19.607	121.613	61,97	77,37	82					
2022	2.837	0,000	0,0	72,58	75.157	38.706	1.608	0	34.843	0	12.364	12.735	786	10.226	50	4.289	7.543	0	0	16.983	138.596	61,97	77,37	82					
2023	2.701	0,000	0,0	72,58	71.554	36.850	1.531	0	33.172	0	11.771	12.124	2.000	9.736	50	4.083	7.180	0	0	14.915	153.512	61,97	77,37	82					
2024	2.484	0,000	0,0	72,58	65.805	33.890	1.408	0	30.507	0	10.826	11.150	286	8.953	50	3.753	6.600	0	0	15.268	168.779	61,97	77,37	82					
2025	2.055	0,000	0,0	72,58	54.440	28.037	1.165	0	25.239	0	8.956	9.225	0	7.407	50	3.102	5.455	0	0	12.862	181.642	61,97	77,37	82					
2026	1.587	0,000	0,0	72,58	42.042	21.652	900	0	19.491	0	6.916	7.124	286	5.720	50	2.391	4.205	0	0	9.640	191.281	61,97	77,37	82					
2027	1.196	0,000	0,0	72,58	31.684	16.317	678	0	14.689	0	5.212	5.368	0	4.311	50	1.768	3.161	0	0	7.472	168.764	61,97	77,37	82					
	27.244	0	0		1.877.393	1.018.358	42.316	0	916.720	0	325.297	335.056	269.043	269.043	850	113.017	198.754	0	0	198.754									
	Mbo	MMcf	Mbo																										
Internal Rate of Return (IRR)																		25,1%											
																		NPV											
																		5%			103.759								
																		10%			53.086								
																		12%			39.918								
																		15%			25.091								
																		20%			9.248								
																		25%			171								
																		30%			-5.018								
Year	Protecc. Ambiente (\$M)	Work- overs (\$M)	Drillwells (\$M)	Dry Holes (\$M)	Seismic (\$M)	Pipelines (\$M)	Facilities (\$M)	Geology (\$M)	Completion (\$M)	Vias Plataformas (\$M)	Levant Artificial (\$M)	Total Investment (\$M)																	
2010												0,0																	
2011			20.000,0			3.400,0			1.700,0			3.949,0																	
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0					29.049,0																	
												69.664,0																	

ANEXO 26

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE									
TIR Calculado = 24,9%																													
@ Precio de Compra : 0 \$/M																													
PROYECTO	Campo VHA				100% Caso: Participación BP																								
Proyectado:				Nota: Producción Inicia Enero 2009																									
I/A Tax Percentage	0,0 %				Factor Inflación Costo Operac.				3,0% por Año				Grav. Crudo Base				39,6 * API												
Escenario Futuro del Crudo	1				Costo Indirectos				50 \$/M/Año				WTI =				tabla												
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf				BOE Tasa de Conversión				0,2 Mcf/Bbl				WTI Diff. =				5,00 \$/bbl												
Regalías	66,8 %				Costo Tratamiento				0,00 por Mcf				Grade Diff. =				0,00% / * API												
Impuesto a la Renta	36,25%				Costo Transporte Gas				0,000 US\$/Mcf				Grav. Crudo =				26,5 * API												
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %				Costo Transporte Crudo				0,000 US\$/Bbl				Evaporc. Fuel & Gas =				0,0%												
Costo Operación - Crudo	\$ 7,89 \$/Bbl												Condc Producc =				0 bbis/MMcf												
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf																												
Mínimo Costo de Operación	50 MS/Año																												
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj Caja	1	2	3					
	(bbls/día)	Total (MMcf/d)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	66,8% \$M	Prod. \$M	Transp. \$M	Netos \$M	Cost (Gas) \$M	Operac. \$M	Cost Op. \$M	Capital \$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	WTI Proyect. TNR	WTI Proyect. TNR	WTI Proyect. TNR					
2009																													
2010	0	0,000	0,0	94,64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00						
2011	3.799	0,000	0,0	94,64	131.231	87.662	2.808	0	40.760	0	10.941	11.269	29.049	13.693	50	5.709	10.040	0	0	0	-5.316	-5.316	99,64	85,65					
2012	4.885	0,000	0,0	94,64	168.745	112.722	3.611	0	52.412	0	14.068	14.490	69.664	17.608	50	7.346	12.919	0	0	0	-39.138	-44.454	99,64	94,47					
2013	6.142	0,000	0,0	94,64	212.167	141.727	4.540	0	65.899	0	17.688	18.219	55.259	22.139	50	9.241	16.251	0	0	0	-16.869	-61.323	99,64	99,24					
2014	6.769	0,000	0,0	94,64	233.826	156.196	5.004	0	72.626	0	19.494	20.079	33.931	24.398	50	10.186	17.913	0	0	0	8.381	-52.943	99,64	106,6					
2015	7.338	0,000	0,0	94,64	253.481	169.325	5.424	0	78.731	0	21.132	21.766	32.059	26.449	50	11.044	19.422	0	0	0	13.812	-39.130	99,64	109,96					
2016	7.881	0,000	0,0	94,64	272.238	181.855	5.826	0	84.557	0	22.696	23.377	33.565	28.407	50	11.862	20.861	0	0	0	15.703	-23.427	99,64	111,26					
2017	7.468	0,000	0,0	94,64	257.972	172.325	5.521	0	80.126	0	21.507	22.152	3.968	26.918	50	11.240	19.766	0	0	0	42.716	19.289	99,64	112,44					
2018	5.860	0,000	0,0	94,64	202.425	135.220	4.332	0	62.873	0	16.876	17.382	3.504	21.122	50	8.816	15.503	0	0	0	33.121	52.410	99,64	114,33					
2019	4.788	0,000	0,0	94,64	165.395	110.484	3.539	0	51.372	0	13.789	14.202	2.400	17.258	50	7.200	12.661	0	0	0	27.520	79.930	99,64	114,41					
2020	3.722	0,000	0,0	94,64	128.571	85.886	2.751	0	39.934	0	10.719	11.040	2.286	13.416	50	5.593	9.835	0	0	0	20.965	100.895	99,64	115,64					
2021	3.130	0,000	0,0	94,64	108.121	72.225	2.314	0	33.583	0	9.014	9.284	0	11.282	50	4.700	8.266	0	0	0	19.548	120.443	99,64	116,93					
2022	2.837	0,000	0,0	94,64	98.000	65.464	2.097	0	30.439	0	8.170	8.415	786	10.226	50	4.259	7.489	0	0	0	16.929	137.372	99,64	118,95					
2023	2.701	0,000	0,0	94,64	93.302	62.326	1.997	0	28.980	0	7.778	8.012	2.000	9.736	50	4.054	7.129	0	0	0	14.864	152.236	99,64	119,15					
2024	2.484	0,000	0,0	94,64	85.806	57.319	1.836	0	26.651	0	7.154	7.368	286	8.953	50	3.726	6.553	0	0	0	15.221	167.457	99,64	120,31					
2025	2.055	0,000	0,0	94,64	70.987	47.419	1.519	0	22.049	0	5.918	6.096	0	7.407	50	3.080	5.416	0	0	0	12.823	180.280	99,64	121,47					
2026	1.587	0,000	0,0	94,64	54.821	36.620	1.173	0	17.027	0	4.570	4.707	286	5.720	50	2.374	4.175	0	0	0	9.610	189.890	99,64	122,9					
2027	1.198	0,000	0,0	94,64	41.114	27.568	884	0	12.812	0	3.444	3.548	0	4.111	50	1.786	3.138	0	0	0	7.450	187.340	99,64	125,08					
27.244	0	0	0		2.578.403	1.722.373	55.178	0	800.852	0	214.958	221.406	289.043	269.043	850	112.213	197.340	0	0	0	197.340								
Mbo	MMcf	Mbo																											
Internal Rate of Return (IRR)																		24,9%											
NPV																													
5% 102.794																													
10% 52.393																													
12% 39.304																													
15% 24.572																													
20% 8.847																													
25% -148																													
30% -5.276																													
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																	
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																	
2010												0,0																	
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																	
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																	

ANEXO 27

OIL & GAS																						1			2			3		
Empresa QUIEN SABE																						WTI			WTI			WTI		
TIR Calculado =		25,2%																				WTI			WTI			WTI		
Precio de Compra:		0 \$M																				WTI			WTI			WTI		
PROYECTO	Campo VHA				100% Caso: Participación BP																	WTI			WTI			WTI		
Proyectado:																						WTI			WTI			WTI		
Nota: Producción Inicia Enero 2009																						WTI			WTI			WTI		
IVA Tax Percentage	0,0 %				Factor Inflación Costo Operac.	3,0%		por Año	Grav. Crudo Base		39,6		* API		WTI			WTI			WTI									
Escenario Futuro del Crudo	1				Cost Indirectos	50		\$M/Año	WTI =		tabla		\$/bbl		WTI			WTI			WTI									
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf				BOE Tasa de Conversión	0,2		Mcf/Bbl	WTI Diff. =		7,06		\$/bbl		WTI			WTI			WTI									
Regalías	64,8 %				Costo Tratamiento	0,00		por Mcf	Grade Diff. =		0,00%		/* API		WTI			WTI			WTI									
Impuesto a la Renta	36,25%				Costo Transporte Gas	0,000		US\$/Mcf	Grav. Crudo =		23,5		* API		WTI			WTI			WTI									
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %				Costo Transporte Crudo	0,000		US\$/Bbl	Evaporc. Fuel & Gas =		0,0%				WTI			WTI			WTI									
Costo Operación - Crudo	\$ 8,97 \$/Bbl				Cond. Producc. =		0		bbls/MMcfd						WTI			WTI			WTI									
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf														WTI			WTI			WTI									
Mínimo Costo de Operación	50				MS/Año										WTI			WTI			WTI									
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	WTI	WTI	WTI						
	(bbls/día)	Total	(bbls/day)	Crudo	Brutos	64,8%	Prodc.	Transp.	Netos	Cost (Gas)	Operac.	Cost Op.	Capital	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Proyect.	Proyect.	Proyect.						
		(MMcfd)		\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	TNR	TNR	TNR						
2009	0	0,000	0,0	92,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00	82							
2010	3.799	0,000	0,0	92,58	128.375	83.187	2.747	0	42.441	0	12.438	12.811	29.049	13.693	50	5.759	10.127	0	0	-5.228	-5.228	99,64	85,65	82						
2011	4.885	0,000	0,0	92,58	165.072	106.967	3.533	0	54.573	0	15.994	16.474	69.664	17.608	50	7.410	13.032	0	0	-39.025	-44.253	99,64	94,47	82						
2012	6.142	0,000	0,0	92,58	207.549	134.492	4.442	0	68.616	0	20.109	20.712	55.259	22.139	50	9.322	16.393	0	0	-16.727	-60.980	99,64	99,24	82						
2013	6.769	0,000	0,0	92,58	228.736	140.221	4.895	0	75.620	0	22.162	22.827	33.931	24.398	50	10.275	18.070	0	0	8.537	-52.443	99,64	106,6	82						
2014	7.338	0,000	0,0	92,58	247.963	160.680	5.306	0	81.977	0	24.025	24.746	32.059	26.449	50	11.140	19.591	0	0	13.962	-38.461	99,64	109,96	82						
2015	7.881	0,000	0,0	92,58	266.312	172.570	5.699	0	88.043	0	25.803	26.577	33.565	28.407	50	11.966	21.043	0	0	15.885	-22.576	99,64	111,26	82						
2016	7.468	0,000	0,0	92,58	252.356	163.527	5.400	0	83.429	0	24.451	25.184	3.968	26.918	50	11.338	19.939	0	0	42.889	20.313	99,64	112,44	82						
2017	5.860	0,000	0,0	92,58	198.019	128.317	4.238	0	65.465	0	19.186	19.762	3.504	21.122	50	8.893	15.639	0	0	33.257	53.570	99,64	114,33	82						
2018	4.788	0,000	0,0	92,58	161.795	104.843	3.462	0	53.489	0	15.676	16.146	2.400	17.258	50	7.263	12.772	0	0	27.630	81.200	99,64	114,41	82						
2019	3.722	0,000	0,0	92,58	125.773	81.501	2.692	0	41.580	0	12.186	12.552	2.286	13.416	50	5.642	9.921	0	0	21.051	102.251	99,64	115,64	82						
2020	3.130	0,000	0,0	92,58	105.768	68.538	2.263	0	34.967	0	10.248	10.555	0	11.282	50	4.741	8.338	0	0	19.620	121.871	99,64	116,93	82						
2021	2.837	0,000	0,0	92,58	95.867	62.122	2.052	0	31.694	0	9.288	9.567	786	10.226	50	4.296	7.555	0	0	16.995	138.866	99,64	118,95	82						
2022	2.701	0,000	0,0	92,58	91.271	59.144	1.953	0	30.174	0	8.843	9.109	2.000	9.736	50	4.089	7.191	0	0	14.927	153.793	99,64	119,15	82						
2023	2.484	0,000	0,0	92,58	83.939	54.392	1.796	0	27.750	0	8.123	8.377	286	8.953	50	3.759	6.611	0	0	15.278	169.071	99,64	120,31	82						
2024	2.055	0,000	0,0	92,58	69.442	44.998	1.488	0	22.958	0	6.728	6.930	0	7.407	50	3.107	5.464	0	0	12.871	181.942	99,64	121,47	82						
2025	1.587	0,000	0,0	92,58	53.627	34.751	1.148	0	17.729	0	5.196	5.352	286	5.720	50	2.395	4.212	0	0	9.646	191.588	99,64	122,9	82						
2027	1.186	0,000	0,0	92,58	40.416	26.188	866	0	13.361	0	3.816	4.033	0	4.311	50	1.801	3.166	0	0	7.477	198.666	99,64	125,08	82						
27.244	0	0	0		2.522.280	1.634.437	53.977	0	833.866	0	244.382	251.713	269.043	269.043	850	113.194	199.066	0	0	199.066										
Mbo	MMcfd	Mbo																												
Internal Rate of Return (IRR)																				25,2%			NPV							
																				5%			103.972							
																				10%			53.239							
																				12%			40.054							
																				15%			25.206							
																				20%			9.336							
																				25%			241							
																				30%			-4.961							
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																		
2010												0																		
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049																		
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,00																		

ANEXO 28

OIL & GAS																				1			2			3					
Empresa QUIEN SABE																				WTI			WTI			WTI					
TIR Calculado =		25,0%																		WTI			WTI			WTI					
@ Precio de Compra:		0 \$M																		WTI			WTI			WTI					
PROYECTO	Campo VHA				100% Caso: Participación BP																WTI			WTI			WTI				
Proyecto:																				Nota: Producción Inicia Enero 2011			WTI			WTI			WTI		
IVA Tax Percentage	0,0 %				Factor Inflación Costo Operac.	3,0%		por Año	Grav. Crudo Base		39,6		* API		WTI			WTI			WTI										
Escenario Futuro del Crudo	1				Costo Indirectos	50		\$M/Año	WTI		tabla		\$/bbl		WTI			WTI			WTI										
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf				BOE Tasa de Conversión	0,2		Mcf/Bbl	WTI Diff. =		9,42		\$/bbl		WTI			WTI			WTI										
Regalías	60,6 %				Costo Tratamiento	0,00		por Mcf	Grade Diff. =		0,00%		/* API		WTI			WTI			WTI										
Impuesto a la Renta	36,25%				Costo Transporte Gas	0,000		US\$/Mcf	Grav. Crudo =		14,4		* API		WTI			WTI			WTI										
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %				Costo Transporte Crudo	0,000		US\$/Bbl	Evaporc. Fuel & Gas =		0,0%				WTI			WTI			WTI										
Costo Operación - Crudo	\$ 11,94 \$/Bbl								Condc Producc =		0		bbls/MMcf		WTI			WTI			WTI										
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf														WTI			WTI			WTI										
Minimo Costo de Operación	50														WTI			WTI			WTI										
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond.	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	WTI	WTI	WTI							
	(bbls/día)	Total (MMcf/d)	(bbls/day)	Crudo \$/bbl	Brutos \$M	60.6% \$M	Prod. \$M	Transp. \$M	Netos \$M	Cost (Gas) \$M	Operac. \$M	Cost Op. \$M	Capital \$M	\$M	Indirect \$M	Renta \$M	Libros \$M	en Comp. \$M	Recuper. \$M	Caja \$M	Acumulado \$M	Proyect. TNR	Proyect. TNR	Proyect. TNR							
2009																															
2010	0	0,000	0,0	90,22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00								
2011	3.799	0,000	0,0	90,22	125.102	75.812	2.677	0	46.813	0	16.556	17.053	29.049	13.693	50	5.734	10.083	0	0	-5.273	-5.273	99,64	85,65								
2012	4.885	0,000	0,0	90,22	160.865	97.484	3.443	0	59.938	0	21.289	21.928	69.664	17.608	50	7.378	12.975	0	0	-39.082	-44.354	99,64	94,47								
2013	6.142	0,000	0,0	90,22	202.258	122.568	4.328	0	75.361	0	26.767	27.570	55.259	22.139	50	9.281	16.321	0	0	-16.799	-61.153	99,64	99,24								
2014	6.769	0,000	0,0	90,22	222.905	135.081	4.770	0	83.054	0	29.500	30.385	33.931	24.398	50	10.230	17.991	0	0	8.458	-52.695	99,64	106,6								
2015	7.338	0,000	0,0	90,22	241.643	146.435	5.171	0	90.036	0	31.980	32.939	32.059	26.449	50	11.092	19.506	0	0	13.896	-38.799	99,64	109,96								
2016	7.881	0,000	0,0	90,22	259.524	157.271	5.554	0	96.699	0	34.346	35.377	33.565	28.407	50	11.914	20.952	0	0	15.793	-23.005	99,64	111,26								
2017	7.468	0,000	0,0	90,22	245.923	149.030	5.263	0	91.631	0	32.546	33.523	3.968	26.918	50	11.288	19.852	0	0	42.802	19.797	99,64	112,44								
2018	5.860	0,000	0,0	90,22	192.972	116.941	4.130	0	71.901	0	25.538	26.305	3.504	21.122	50	8.854	15.571	0	0	33.189	52.985	99,64	114,33								
2019	4.788	0,000	0,0	90,22	157.670	95.548	3.374	0	58.748	0	20.867	21.493	2.400	17.258	50	7.231	12.716	0	0	27.574	80.560	99,64	114,41								
2020	3.722	0,000	0,0	90,22	122.567	74.275	2.623	0	45.688	0	16.221	16.707	2.286	13.416	50	5.617	9.878	0	0	21.008	101.568	99,64	115,64								
2021	3.130	0,000	0,0	90,22	103.072	62.462	2.206	0	38.405	0	13.841	14.050	0	11.282	50	4.721	8.302	0	0	19.584	121.152	99,64	116,83								
2022	2.837	0,000	0,0	90,22	93.423	56.614	1.999	0	34.810	0	12.364	12.735	786	10.226	50	4.277	7.522	0	0	16.962	138.113	99,64	118,95								
2023	2.701	0,000	0,0	90,22	88.945	53.901	1.903	0	33.141	0	11.771	12.124	2.000	9.736	50	4.071	7.160	0	0	14.895	153.008	99,64	119,15								
2024	2.484	0,000	0,0	90,22	81.799	49.570	1.750	0	30.478	0	10.826	11.150	286	8.953	50	3.743	6.582	0	0	15.249	168.258	99,64	120,31								
2025	2.055	0,000	0,0	90,22	67.672	41.009	1.448	0	25.215	0	8.956	9.225	0	7.407	50	3.093	5.440	0	0	12.847	181.105	99,64	121,47								
2026	1.587	0,000	0,0	90,22	52.260	31.670	1.118	0	19.472	0	6.916	7.124	286	5.720	50	2.385	4.194	0	0	9.628	190.732	99,64	122,9								
2027	1.196	0,000	0,0	90,22	39.385	23.867	843	0	14.675	0	5.212	5.369	0	4.311	50	1.793	3.153	0	0	7.463	198.196	99,64	125,08								
	27.244	0	0		2.457.983	1.489.538	52.601	0	915.845	0	325.297	335.056	269.043	269.043	850	112.700	198.196	0	0	198.196											
	Mbo	MMcf	Nbo																												
Internal Rate of Return (IRR)																		25,0%			WTI			WTI			WTI				
NPV																		WTI			WTI			WTI							
5%																		103.378			WTI			WTI			WTI				
10%																		52.813			WTI			WTI			WTI				
12%																		39.676			WTI			WTI			WTI				
15%																		24.887			WTI			WTI			WTI				
20%																		9.089			WTI			WTI			WTI				
25%																		45			WTI			WTI			WTI				
30%																		-5.120			WTI			WTI			WTI				
Year	Protecc. Ambiente	Work- overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment																			
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)																			
2010												0,0																			
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0																			
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0																			

ANEXO 29

OIL & GAS		Empresa QUIEN SABE																						
TIR Calculado = 25,0%																								
@ Precio de Compra : 0 \$/M																								
PROYECTO	Campo VHA				100% Caso: Participación BP																			
Proyectado:		Nota: Producción Inicia Enero 2009																						
IVA Tax Percentage	0,0 %	Factor Inflación Costo Operac.		3,0%	por Año	Grav. Crudo Base		39,6		* API														
Escenario Futuro del Crudo	2	Cost Indirectos		50	\$/M/Año	WTI =		tabla		\$/bbl														
Precio del Gas	3,86 \$/Mcf	BOE Tasa de Conversión		0,2	Mcf/bbl	WTI Diff =		5,00		\$/bbl														
Regalías	67,9 %	Costo Tratamiento		0,00	por Mcf	Grade Diff =		0,00%		/* API														
Impuesto a la Renta	36,25%	Costo Transporte Gas		0,000	US\$/Mcf	Grav. Crudo =		26,5		* API														
Imp. A la Producción (Prod. Tax)	2,1 %	Costo Transporte Crudo		0,000	US\$/Bbl	Evapor. Fuel & Gas =		0,0%																
Costo Operación - Crudo	\$ 7,89 \$/Bbl					Condc.Producc. =		0		bbls/MMcf														
Costo Operación - Gas	\$ - \$/Mcf																							
Mínimo Costo de Operación	50																							
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3
	(bbls/día)	Total (MMcfd)	(bbls/day)	\$/bbl	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Cost (Gas)	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	WTI	WTI	WTI
						67,9%	Prodc.	Transp.	Netos		Operac.	Cost.Op.	Capital		Indirect.	Renta	Libors	en Comp.	Recuper.	Caja	Acumulado	Proyect.	Proyect.	Proyect.
																						TNR	TNR	TNR
2009	0	0,000	0,0	77,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00	
2010	3.799	0,000	0,0	80,65	111.832	75.934	2.393	0	33.505	0	10.941	11.269	29.049	13.693	50	3.079	5.414	0	0	-9.942	-9.942	99,64	85,65	
2011	4.885	0,000	0,0	89,47	159.527	108.319	3.414	0	47.794	0	14.068	14.490	69.664	17.608	50	5.672	9.975	0	0	-42.082	-52.023	99,64	94,47	
2012	6.142	0,000	0,0	94,24	211.270	143.452	4.521	0	63.297	0	17.688	18.219	55.259	22.139	50	8.297	14.592	0	0	-18.529	-70.552	99,64	99,24	
2013	6.769	0,000	0,0	101,60	251.022	170.444	5.372	0	75.206	0	19.494	20.079	33.931	24.398	50	11.121	19.558	0	0	10.025	-60.526	99,64	106,6	
2014	7.338	0,000	0,0	104,96	281.122	190.882	6.016	0	84.224	0	21.132	21.766	32.059	26.449	50	13.035	22.923	0	0	17.314	-43.212	99,64	109,96	
2015	7.881	0,000	0,0	106,26	305.664	207.546	6.541	0	91.577	0	22.696	23.377	33.565	28.407	50	14.407	25.336	0	0	20.178	-23.034	99,64	111,26	
2016	7.468	0,000	0,0	107,44	292.862	198.853	6.267	0	87.741	0	21.507	22.152	3.968	26.918	50	14.000	24.621	0	0	47.571	24.537	99,64	112,44	
2017	5.860	0,000	0,0	109,33	233.846	158.781	5.004	0	70.060	0	16.876	17.382	3.504	21.122	50	11.421	20.085	0	0	37.703	62.240	99,64	114,33	
2018	4.788	0,000	0,0	109,41	191.207	129.830	4.092	0	57.286	0	13.789	14.202	2.400	17.258	50	9.344	16.432	0	0	31.290	93.530	99,64	114,41	
2019	3.722	0,000	0,0	110,64	150.308	102.059	3.217	0	46.032	0	10.719	11.040	2.286	13.416	50	7.441	13.085	0	0	24.215	117.745	99,64	115,64	
2020	3.130	0,000	0,0	111,93	127.874	86.827	2.737	0	36.311	0	9.014	9.284	0	11.282	50	6.414	11.281	0	0	22.562	140.307	99,64	116,93	
2021	2.837	0,000	0,0	113,95	117.996	80.119	2.525	0	33.352	0	8.170	8.415	786	10.226	50	6.039	10.621	0	0	20.061	160.368	99,64	118,95	
2022	2.701	0,000	0,0	114,15	112.536	76.412	2.408	0	33.716	0	7.778	8.012	2.000	9.736	50	5.770	10.148	0	0	17.884	178.252	99,64	119,15	
2023	2.484	0,000	0,0	115,31	104.547	70.987	2.237	0	31.322	0	7.154	7.368	288	8.953	50	5.420	9.531	0	0	18.198	196.450	99,64	120,31	
2024	2.055	0,000	0,0	116,47	87.261	59.318	1.870	0	26.173	0	5.918	6.096	0	7.407	50	4.575	8.046	0	0	15.453	211.903	99,64	121,47	
2025	1.587	0,000	0,0	117,90	68.294	46.372	1.461	0	20.481	0	4.570	4.707	286	5.720	50	3.619	6.364	0	0	11.799	223.702	99,64	122,9	
2027	1.186	0,000	0,0	120,88	45.439	36.663	1.122	0	16.706	0	3.444	3.648	0	4.111	50	2.858	4.970	0	0	8.281	212.883	99,64	125,06	
2028	27.244	0	0		2.859.688	1.941.728	61.197	0	856.763	0	214.958	221.406	269.043	269.043	850	132.480	232.983	0	0	232.983				
Mbo		MMcf	Mbo																					

Internal Rate of Return (IRR)		25,0%
NPV		
5%	121.444	
10%	62.030	
12%	46.598	
15%	29.222	
20%	10.646	
25%	-13	
30%	-6.122	

Year	Protecc. Ambiente (\$M)	Work- overs (\$M)	Drillwells (\$M)	Dry Holes (\$M)	Seismic (\$M)	Pipelines (\$M)	Facilities (\$M)	Geology (\$M)	Completion (\$M)	Vias Plataformas (\$M)	Levant Artificial (\$M)	Total Investment (\$M)
2010												0,0
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.684,0

ANEXO 30

OIL & GAS																				Empresa QUIEN SABE				
																		TIR Calculado =		25,0%				
																		@ Precio de Compra :		0 \$M				
PROYECTO				Campo VHA				100% Caso: Participación BP				Nota: Producción Inicia Enero 2009												
Iva Tax Percentage				0,0 %				Factor Inflación Costo Operac.				3,0% por Año												
Escenario Futuro del Crudo				2				Cost Indirectos				50 \$M/Año												
Precio del Gas				3,86 \$/Mcf				BOE Tasa de Conversión				0,2 Mcf/Bbl												
Regalías				66,1 %				Costo Tratamiento				0,00 por Mcf												
Impuesto a la Renta				36,25%				Costo Transporte Gas				0,000 US\$/Mcf												
Imp. A la Producción (Prod. Tax)				2,1 %				Costo Transporte Crudo				0,000 US\$/Bbl												
Costo Operación - Crudo				\$ 8,97 \$/Bbl				Grav. Crudo Base				39,6 * API												
Costo Operación - Gas				\$ - \$/Mcf				WTI =				tabla \$/bbl												
Mínimo Costo de Operación				50 M\$/Año				WTI Diff. =				7,06 \$/bbl												
								Grav. Crudo =				23,5 * API												
								Evaporc. Fuel & Gas =				0,0%												
								Condc Producc. =				0 bbbl/MMcf												
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3
	(bbls/día)	Total (MMcf/d)	(bbls/day)	Crudo \$/bbl	Brutos \$M	66,1% \$M	Prod. \$M	Transp. \$M	Netos \$M	Cost (Gas) \$M	Operac. \$M	Cost Op. \$M	Capital \$M	\$M	Indirect \$M	Renta \$M	Libros \$M	en Comp. \$M	Recuper. \$M	Caja \$M	Acumulado \$M	WTI Proyect. TNR	WTI Proyect. TNR	WTI Proyect. TNR
2007																								
2008	0	0,000	0,0	74,94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00	
2009	3.799	0,000	0,0	78,59	108.976	72.033	2.332	0	34.611	0	12.438	12.011	29.049	13.693	50	2.920	5.136	0	0	-10.220	-10.220	99,64	85,65	
2010	4.885	0,000	0,0	87,41	155.854	103.020	3.335	0	49.499	0	15.994	16.474	69.664	17.608	50	5.571	9.797	0	0	-42.259	-52.479	99,64	94,47	
2011	6.142	0,000	0,0	92,18	206.652	136.597	4.422	0	65.633	0	20.109	20.712	55.259	22.139	50	8.240	14.491	0	0	-18.629	-71.108	99,64	99,24	
2012	6.769	0,000	0,0	99,54	245.932	162.561	5.263	0	78.108	0	22.162	22.827	33.931	24.398	50	11.177	19.656	0	0	10.123	-60.985	99,64	106,6	
2013	7.338	0,000	0,0	102,90	275.604	182.174	5.898	0	87.532	0	24.025	24.746	32.059	26.449	50	13.154	23.133	0	0	17.523	-43.462	99,64	109,96	
2014	7.881	0,000	0,0	104,20	299.738	198.127	6.414	0	95.197	0	25.803	26.577	33.565	28.407	50	14.559	25.604	0	0	20.446	-23.016	99,64	111,26	
2015	7.468	0,000	0,0	105,38	287.247	189.870	6.147	0	91.230	0	24.451	25.184	3.968	26.918	50	14.166	24.912	0	0	47.862	24.846	99,64	112,44	
2016	5.880	0,000	0,0	107,27	229.440	151.660	4.910	0	72.870	0	19.186	19.762	3.504	21.122	50	11.577	20.360	0	0	37.978	62.824	99,64	114,33	
2017	4.788	0,000	0,0	107,35	187.607	124.008	4.015	0	59.584	0	15.676	16.146	2.400	17.250	50	9.472	16.658	0	0	31.516	94.339	99,64	114,41	
2018	3.722	0,000	0,0	108,58	147.509	97.504	3.157	0	46.849	0	12.186	12.552	2.286	13.416	50	7.551	13.280	0	0	24.410	118.749	99,64	115,64	
2019	3.130	0,000	0,0	109,87	125.521	82.969	2.686	0	39.865	0	10.248	10.555	0	11.282	50	6.517	11.461	0	0	22.743	141.492	99,64	116,93	
2020	2.837	0,000	0,0	111,89	115.863	76.585	2.479	0	36.798	0	9.288	9.567	786	10.226	50	6.146	10.809	0	0	20.249	161.741	99,64	118,95	
2021	2.701	0,000	0,0	112,09	110.506	73.044	2.365	0	35.097	0	8.843	9.109	2.000	9.736	50	5.873	10.329	0	0	18.065	179.805	99,64	119,15	
2022	2.484	0,000	0,0	113,25	102.679	67.871	2.197	0	32.611	0	8.133	8.377	286	8.953	50	5.521	9.710	0	0	18.377	198.183	99,64	120,31	
2023	2.055	0,000	0,0	114,41	85.816	56.724	1.836	0	27.255	0	6.728	6.930	0	7.407	50	4.665	8.203	0	0	15.611	213.793	99,64	121,47	
2024	1.587	0,000	0,0	115,84	67.101	44.354	1.436	0	21.311	0	5.196	5.352	286	5.720	50	3.694	6.496	0	0	11.930	225.723	99,64	122,9	
2025	1.196	0,000	0,0	118,02	51.520	34.056	1.103	0	16.363	0	3.916	4.033	0	4.311	50	2.886	5.080	0	0	9.391	236.114	99,64	125,08	
	27.244	0	0		2.803.565	1.853.156	59.996	0	890.412	0	244.382	251.713	269.043	269.043		850	133.692	235.114	0	0	235.114			
	Mbo	MMcf	Mbo																					
																		Internal Rate of Return (IRR)		25,0%				
																		NPV						
																		5%		122.557				
																		10%		62.604				
																		12%		47.032				
																		15%		29.498				
																		20%		10.751				
																		25%		-7				
																		30%		-6.174				
Year	Protecc. Ambiente	Work-overs	Drillwells	Dry Holes	Seismic	Pipelines	Facilities	Geology	Completion	Vias Plataformas	Levant Artificial	Total Investment												
	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)	(\$M)												
2010												0,0												
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0												
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.664,0												

ANEXO 31

OIL & GAS										Empresa QUIEN SABE														
TIR Calculado = 25,1%					@ Precio de Compra = 0 \$/M					100% Caso: Participación BP					Nota: Producción Inicia Enero 2009									
PROYECTO										Campo VHA														
Iva Tax Percentage										0,0 %														
Escenario Futuro del Crudo										2														
Precio del Gas										3,86 \$/Mcf														
Regalías										62,0 %														
Impuesto a la Renta										36,25%														
Imp. A la Producción (Prod. Tax)										2,1 %														
Costo Operación - Crudo										\$ 11,94 \$/Bbl														
Costo Operación - Gas										\$ - \$/Mcf														
Mínimo Costo de Operación										50 M\$/Año														
Factor Inflación Costo Operac.										3,0% por Año														
Costo Indirectos										50 \$/M/Año														
BOE Tasa de Conversión										0,2 Mcf/Bbl														
Costo Tratamiento										0,00 por Mcf														
Costo Transporte Gas										0,000 US\$/Mcf														
Costo Transporte Crudo										0,000 US\$/Bbl														
Grav. Crudo Base										39,6 \$ API														
WTI =										tabla \$/bbl														
WTI Diff. =										9,42 \$/bbl														
Grade Diff. =										0,00% / \$ API														
Grav. Crudo =										14,4 \$ API														
Evaporc. Fuel & Gas =										0,0%														
Condc.Producc. =										0 bbls/MMcf														
Año	Crudo	Gas Prod.	Cond.	Precio	Ingresos	Regalías	Tax	Costo	Ingresos	Tratamnt.	Costo	Inflación	Inversion	Deprec.	Costos	Impuesto	Ingres.	IVA Tax	IVA	Flujo	Fluj.Caja	1	2	3
	(bbls/día)	Total (MMcfd)	(bbls/day)	Crudo \$/bbl	Brutos \$M	62.0% \$M	Prod. \$M	Transp. \$M	Netos \$M	Cost (Gas) \$M	Operac. \$M	Cost.Op. \$M	Capital \$M	\$M	Indirect \$M	Renta \$M	Libros \$M	en Comp. \$M	Recuper. \$M	Caja \$M	Acumulado \$M	WTI Proyect. TNR	WTI Proyect. TNR	WTI Proyect. TNR
2009	0	0,000	0,0	72,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,64	82,00	
2010	3.799	0,000	0,0	76,23	105.703	65.536	2.262	0	37.905	0	16.556	17.053	29.049	13.693	50	2.577	4.532	0	0	-10.824	-10.824	99,64	85,65	
2011	4.885	0,000	0,0	85,05	151.646	94.021	3.245	0	54.380	0	21.289	21.928	69.664	17.608	50	5.363	9.432	0	0	-42.625	-53.449	99,64	94,47	
2012	6.142	0,000	0,0	89,82	201.361	124.844	4.309	0	72.208	0	26.767	27.570	55.259	22.139	50	8.138	14.311	0	0	-18.809	-72.258	99,64	99,24	
2013	6.769	0,000	0,0	97,18	240.101	148.863	5.138	0	86.100	0	29.500	30.385	33.931	24.398	50	11.334	19.933	0	0	10.400	-61.858	99,64	106,6	
2014	7.338	0,000	0,0	100,54	269.283	166.956	5.763	0	96.565	0	31.980	32.939	32.059	26.449	50	13.458	23.668	0	0	18.059	-43.799	99,64	109,96	
2015	7.881	0,000	0,0	101,84	292.949	181.629	6.269	0	105.052	0	34.346	35.377	33.565	28.407	50	14.942	26.277	0	0	21.118	-22.681	99,64	111,26	
2016	7.468	0,000	0,0	103,02	280.814	174.105	6.009	0	100.700	0	32.546	33.523	3.968	26.918	50	14.576	25.633	0	0	48.583	25.903	99,64	112,44	
2017	5.860	0,000	0,0	104,91	224.392	139.123	4.802	0	80.467	0	25.538	26.305	3.504	21.122	50	11.959	21.031	0	0	38.649	64.552	99,64	114,33	
2018	4.788	0,000	0,0	104,99	183.483	113.759	3.927	0	65.797	0	20.867	21.493	2.400	17.258	50	9.786	17.210	0	0	32.088	96.620	99,64	114,41	
2019	3.722	0,000	0,0	106,22	144.303	89.468	3.088	0	51.747	0	16.221	16.707	2.286	13.416	50	7.821	13.753	0	0	24.883	121.503	99,64	115,64	
2020	3.130	0,000	0,0	107,51	122.825	76.151	2.628	0	44.045	0	13.641	14.050	0	11.282	50	6.765	11.898	0	0	23.180	144.683	99,64	116,53	
2021	2.837	0,000	0,0	109,53	113.419	70.320	2.427	0	40.672	0	12.364	12.735	786	10.226	50	6.402	11.259	0	0	20.699	165.382	99,64	118,85	
2022	2.701	0,000	0,0	109,73	108.179	67.071	2.315	0	38.793	0	11.771	12.124	2.000	9.736	50	6.120	10.763	0	0	18.499	183.880	99,64	119,15	
2023	2.484	0,000	0,0	110,89	100.540	62.335	2.152	0	36.053	0	10.826	11.150	286	8.953	50	5.764	10.136	0	0	18.804	202.684	99,64	120,31	
2024	2.055	0,000	0,0	112,05	84.046	52.108	1.799	0	30.139	0	8.956	9.225	0	7.407	50	4.878	8.579	0	0	15.986	218.670	99,64	121,47	
2025	1.587	0,000	0,0	113,48	65.734	40.755	1.407	0	23.572	0	6.916	7.124	286	5.720	50	3.871	6.807	0	0	12.242	230.911	99,64	122,9	
2027	1.196	0,000	0,0	115,66	50.480	31.304	1.080	0	18.106	0	4.212	4.369	0	4.111	50	3.036	4.340	0	0	9.651	240.562	99,64	125,68	
27.244	0	0	0		2.739.268	1.698.346	58.620	0	982.302	0	325.297	335.056	269.043	269.043	850	136.790	240.562	0	0	240.562				
	Mbo	MMcf	Mbo																					
Internal Rate of Return (IRR)																			25,1%					
NPV																								
5%																			125.499					
10%																			64.203					
12%																			48.279					
15%																			30.343					
20%																			11.159					
25%																			140					
30%																			-6.186					
Year	Protecc. Ambiente (\$M)	Work-overs (\$M)	Drillwells (\$M)	Dry Holes (\$M)	Seismic (\$M)	Pipelines (\$M)	Facilities (\$M)	Geology (\$M)	Completion (\$M)	Vias plataformas (\$M)	Levant Artificial (\$M)	Total Investment (\$M)												
2010												0,0												
2011			20.000,0		3.400,0			1.700,0	3.949,0			29.049,0												
2012		715,0	43.000,0	4.400,0		1.600,0	16.000,0		3.949,0			69.654,0												