



*Facultad de Ciencias Económicas
Universidad de Buenos Aires*



Posgrado de Especialización en Tributación

Trabajo Final

*“El tratamiento en el impuesto a las ganancias de la
exploración y explotación de hidrocarburos”*

DIRECTOR DE CARRERA: VICCHI, JUAN CARLOS

COORDINADORA: TELIAS, SARA

TUTOR: BALAN, OSVALDO

ALUMNO: AUDISIO, IGNACIO

JUNIO 2010

Índice

1. Introducción	3
2. Características de la actividad petrolera	5
2.1 Ley de Hidrocarburos. Breves comentarios.	5
2.2 Permisos de exploración.	7
2.2.1 Concesión de explotación.	9
2.2.2 Concesión de transporte.	11
2.3 Organismos de Control.	12
2.4 Impuestos que gravan la actividad.	13
2.5 Contratos de Colaboración Empresaria.	14
2.6 Costos básicos de la actividad “Up – Stream”.	14
2.7 Clasificación de Reservas.	15
2.7.1 Reservas Comprobadas	16
2.7.2 Reservas No Comprobadas	17
2.7.3 Normas Complementarias	19
2.8 El contexto actual.	20
2.9 Agrupamientos no societarios (Joint Ventures).	21
2.9.1 Los “joint ventures” en la norma jurídica de fondo.	25
2.9.2 Los “joint ventures” como posibles sujetos pasivos en las leyes impositivas.	27
2.9.3 Impuesto a las ganancias. Los “joint ventures” como sujetos. Efectos en la determinación del tributo.	28
3. Legislación fiscal aplicable a la actividad.	35
3.1 Ausencia de legislación específica.	35
3.2 Tratamiento de la actividad en la normativa del impuesto.	36
3.2.1 Ley y decreto reglamentario del impuesto a las ganancias.	36
3.2.2 Normas de la AFIP – DGI.	40
3.3 Tratamiento de los bienes de uso.	42
3.3.1 Costo computable. Determinación de la amortización impositiva anual.	48
3.3.2 Tratamiento de los gastos de exploración, explotación y operación.	49
3.3.3 Bienes de Uso e inmateriales propios de la actividad y sus formas de amortización.	51
3.3.4 Jurisprudencia.	55
3.3.5 Regímenes de promoción fiscal aplicables a la actividad.	65
3.4 Extinción de la concesión.	66
4. Particularidades en el impuesto a las ganancias.	68
4.1 El tratamiento en el impuesto a las ganancias de los emprendimientos no exitosos.	70
4.1.1 Gastos capitalizables y gastos no capitalizables.	71
4.1.2 Activos dados de baja por cese de actividad.	72
4.2 Compensación de quebrantos fiscales.	74
4.3 Costos generados por el abandono de la actividad.	77
4.4 Taponamiento de Pozos y restauración de sitios.	78
4.4.1 Tratamiento contable de la provisión por taponamiento de pozos.	78
4.4.2 Tratamiento fiscal del taponamiento de pozos.	78
4.4.3 Restauración de sitios	79

4.4.4	Aspectos fiscales del abandono de pozos -----	80
5.	Tratamiento contable de la actividad. -----	94
5.1	Métodos de contabilización de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos - US GAAP-----	94
5.1.1	Método del esfuerzo exitoso (Successful Efforts - SE) -----	94
5.1.2	Método del esfuerzo total (Full Cost - FC) -----	95
5.1.3	Métodos de contabilización de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos - NIIF-----	96
5.2	Clasificación de activos para exploración y evaluación-----	97
5.3	Deterioro de valor -----	97
5.4	Cambios en Pasivos Existentes por Retiro del Servicio, Restauración y Similares.-----	100
5.4.1	Interpretación CINIIF N° 1 -----	100
5.4.2	Contabilización de los cambios en la medición de un pasivo existente por retiro, restauración y similares. -----	101
5.4.3	Comparación con los US GAAP. -----	102
6.	Legislación comparada. Impuesto a la Renta en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en otros países. -----	104
6.1	Análisis de la actividad petrolera en Perú. -----	104
6.1.1	Marco regulatorio. -----	105
6.1.2	Estabilidad tributaria e Impuesto a la Renta -----	109
6.1.3	Aproximación a la estabilidad tributaria concedida por la LOH-----	109
6.1.4	Determinación del Impuesto a la Renta -----	116
6.1.5	Tratamiento de las inversiones para efectos del Impuesto a la Renta----	120
6.2	Tratamiento tributario que afecta a los Joint Ventures en virtud de un contrato especial de operación para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en Chile. -----	125
6.2.1	Análisis del Impuesto a la Renta. Depreciación de los bienes de uso en la actividad petrolera. -----	126
6.2.2	Depreciación Acelerada. Breves comentarios. -----	134
6.2.3	Depreciación Instantánea de bienes. Breves comentarios.-----	139
6.2.4	Principales diferencias entre IFRS y la norma tributaria.-----	142
7.	Conclusión. -----	146
8.	Bibliografía -----	160

1. Introducción

La idea de la presente obra es analizar el tratamiento en el impuesto a las ganancias de la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos y la posterior comercialización de los hidrocarburos líquidos y gaseosos extraídos, enfatizando dicho análisis en el tratamiento impositivo de los bienes de uso que comprenden el activo fijo necesario para llevar a cabo esas actividades así como también en la deducción de gastos (relacionados con la inversión) en el balance fiscal aunque el bien al cuál fueron activados no produzca renta gravada.

Como en nuestra legislación estos temas no han sido tratados específicamente creemos necesario dedicarles un trabajo de investigación. A partir de un estudio minucioso de las normas contables (tanto argentinas como internacionales) y de las normas fiscales (locales e internacionales), intentaremos crear un documento de consulta útil sobre ellos.

Destacamos como un punto central de nuestra tesis el artículo 75 de la ley del impuesto a las ganancias y el artículo 87 del decreto que reglamenta la mencionada ley los cuales determinan los criterios de valuación y depreciación de tales bienes.

Otro tema muy interesante a desarrollar será el devengamiento del gasto por la provisión por taponamientos de pozos, explicar que dice la norma contable, que establece al respecto la legislación, que opinión tiene el fisco y que opinión tenemos nosotros sobre el tema.

Para poder comprender el conjunto de leyes que regulan todos estos temas debemos primero conocer la industria, motivo por el cual el siguiente capítulo

tiene como objetivo describir las principales características de la actividad petrolera.

No es el fin de este trabajo desarrollar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en su totalidad, tampoco pretenderíamos hacerlo en un solo ejemplar, pero sí poder comentar ciertos conceptos necesarios para la comprensión del análisis aquí propuesto.

2. Características de la actividad petrolera

2.1 Ley de Hidrocarburos¹. Breves comentarios.

La misma establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional.

Las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas, conforme a las disposiciones de esta ley y las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo.

El Poder Ejecutivo nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el párrafo anterior, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

El Poder Ejecutivo podrá otorgar permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos, con los requisitos y en las condiciones que determina esta ley.

A los fines de la exploración y explotación de hidrocarburos del territorio de la República y de su plataforma continental, quedan establecidas las siguientes categorías de zonas:

¹ Ley 17.319 (23/06/1967).

- I. Probadas: Las que correspondan con trampas estructurales, sedimentarias o estratigráficas donde se haya comprobado la existencia de hidrocarburos que puedan ser comercialmente explotables.

- II. Posibles: Las no comprendidas en la definición que antecede.

El Estado nacional reconoce en beneficio de las provincias dentro de cuyos límites se explotaren yacimientos de hidrocarburos por empresas estatales, privadas o mixtas, una participación en el producido de dicha actividad pagadera en efectivo y equivalente al monto total que el Estado nacional perciba con arreglo a los siguientes conceptos:

El concesionario de explotación pagará mensualmente al Estado nacional, en concepto de **regalía** sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12%), que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

La regalía será percibida en efectivo, salvo que noventa (90) días antes de la fecha de pago, el Estado exprese su voluntad de percibirla en especie, decisión que se mantendrá por un mínimo de seis (6) meses.

La producción de gas natural tributará mensualmente, en concepto de regalía, el doce por ciento (12%) del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, porcentaje que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta los factores que menciona el artículo 59°.

Para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo crudo en el artículo 61°. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.

No serán gravados con regalías los hidrocarburos usados por el concesionario o permisionario en las necesidades de las explotaciones y exploraciones.

2.2 Permisos de exploración.

Confiere el derecho exclusivo de **ejecutar todas las tareas que requiera la búsqueda de hidrocarburos** dentro del perímetro delimitado por el permiso y durante el plazo que fija la ley.

El permiso de exploración autoriza la realización de los trabajos permitidos y de todos aquellos que las mejoras técnicas aconsejen y la perforación de pozos exploratorios, con las limitaciones establecidas por el Código de Minería en cuanto a los lugares en que tales labores se realicen.

El permiso autoriza asimismo a construir y emplear las vías de transporte y comunicación y los edificios o instalaciones que se requieran, todo ello con arreglo a lo establecido en el Título III y las demás disposiciones que sean aplicables.

La adjudicación de un permiso de exploración obliga a su titular a deslindar el área en el terreno, a realizar los trabajos necesarios para localizar hidrocarburos con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes y a efectuar

las inversiones mínimas a que se haya comprometido para cada uno de los períodos que el permiso comprenda.

Si la inversión realizada en cualquiera de dichos períodos fuera inferior a la comprometida, el permisionario deberá abonar al Estado la diferencia resultante, salvo caso fortuito o de fuerza mayor. Si mediaren acreditadas y aceptadas dificultades técnicas a juicio de la autoridad de aplicación, podrá autorizarse la sustitución de dicho pago por el incremento de los compromisos establecidos para el período siguiente en una suma igual a la no invertida.

La renuncia del permisionario al derecho de explotación le obliga a abonar al Estado el monto de las inversiones comprometidas y no realizadas que correspondan al período en que dicha renuncia se produzca.

Si en cualquiera de los períodos las inversiones correspondientes a trabajos técnicamente aceptables superaran las sumas comprometidas, el permisionario podrá reducir en un importe igual al excedente las inversiones que correspondan al período siguiente, siempre que ello no afecte la realización de los trabajos indispensables para la eficaz exploración del área.

Cuando el permiso de exploración fuera parcialmente convertido en concesión de explotación, la autoridad de aplicación podrá admitir que hasta el cincuenta por ciento (50%) del remanente de la inversión que corresponda a la superficie abarcada por esa transformación sea destinado a la explotación de la misma, siempre que el resto del monto comprometido incremente la inversión pendiente en el área de exploración.

2.2.1 Concesión de explotación.

Confiere el derecho exclusivo de **explotar los yacimientos en el área comprendida durante el plazo que fija la ley.**

A todo titular de una concesión de explotación corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos, sujeta a lo determinado en la sección de transporte.

Las concesiones de explotación serán otorgadas por el Poder Ejecutivo a las personas físicas o jurídicas.

Esta modalidad de concesión no implica en modo alguno garantizar la existencia en tales áreas de hidrocarburos comercialmente explotable.

La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por esta y otras leyes, decretos y reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso.

Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la

característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.

Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen.

La reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas al ejercicio por el concesionario de los derechos de industrialización y comercialización.

El concesionario de explotación que en el curso de los trabajos autorizados en virtud de esta ley descubriera sustancias minerales no comprendidas en este ordenamiento, tendrá el derecho de extraerlas y apropiárselas cumpliendo en cada caso, previamente con las obligaciones que el Código de Minería establece para el descubridor, ante la autoridad minera que corresponda por razones de jurisdicción.

Cuando en el área de una concesión de explotación terceros ajenos a ella descubrieran sustancias de primera o segunda categoría, el descubridor podrá emprender trabajos mineros, siempre que no perjudiquen los que realiza el explotador. Caso contrario, y a falta de acuerdo de partes, la autoridad de

aplicación, con audiencia de la autoridad minera jurisdiccional, determinará la explotación a que debe acordarse preferencia, si no fuera posible el trabajo simultáneo de ambas. La resolución respectiva se fundará en razones de interés nacional y no obstará al pago de las indemnizaciones que correspondan por parte de quien resulte beneficiario.

2.2.2 Concesión de transporte.

Confiere durante el plazo, fijado por la ley, el derecho de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes.

Las concesiones de transporte serán otorgadas por el Poder Ejecutivo a las personas físicas o jurídicas que reúnan los requisitos y observen los procedimientos que la sección de adjudicaciones especifica.

Los concesionarios de explotación que, ejercitando el derecho conferido, dispongan la construcción de obras permanentes para el transporte de hidrocarburos que excedan los límites de alguno de los lotes concedidos, estarán obligados a constituirse en concesionarios de transporte, ajustándose a las condiciones y requisitos respectivos, cuya observancia verificará la autoridad de aplicación. Cuando las aludidas instalaciones permanentes no rebasen los límites de alguno de los lotes de la concesión, será facultativa la concesión de transporte

y, en su caso, el plazo respectivo será computado desde la habilitación de las obras.

Las concesiones de transporte en ningún caso implicarán un privilegio de exclusividad que impida al Poder Ejecutivo otorgar iguales derechos a terceros en la misma zona.

Los contratos de concesión especificarán las bases para el establecimiento de las tarifas y condiciones de la prestación del servicio de transporte.

La autoridad de aplicación establecerá normas de coordinación y complementación de los sistemas de transporte.

En todo cuanto no exista previsión expresa en esta ley, su reglamentación a los respectivos contratos de concesión, con relación a transporte de hidrocarburos fluidos por cuenta de terceros, serán de aplicación las normas que rijan los transportes.

2.3 Organismos de Control.

Intervienen la Secretaría de Energía y la Dirección de Hidrocarburos provinciales.

2.4 Impuestos que gravan la actividad.

➤ En el orden nacional:

- I. Impuesto a las Ganancias
- II. Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta
- III. Impuesto al Valor Agregado
- IV. Impuesto sobre la Transferencia de Combustibles Líquidos y Gas Natural, Impuesto al gas oil y Fondo Hídrico de Infraestructura.
- V. Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta
- VI. Fondo Fiduciario del gas
- VII. Regalías
- VIII. Distintos regímenes de agentes de retención y percepción de impuestos
- IX. Retenciones a las exportaciones

➤ En el orden provincial:

- I. Impuesto sobre los Ingresos Brutos
- II. Impuesto de Sellos
- III. Distintos regímenes de agentes de retención y percepción de impuestos

➤ En el orden municipal

- I. Tasas retributivas de servicios

2.5 Contratos de Colaboración Empresaria².

Características generales de los contratos:

- Pueden ser formados por Sociedades Argentinas o del Exterior.
- No constituyen sociedades, ni son sujetos de derecho.
- Las ventajas económicas que genere la actividad deben recaer directamente en el patrimonio de las empresas agrupadas.
- El contrato puede otorgarse por instrumento público o privado.
- Resoluciones se adoptan por mayoría de los participantes.
- El contrato solo se puede modificar con el consentimiento unánime de los participantes.
- El *Fondo Común Operativo* está constituido por las contribuciones de los integrantes y los bienes que con ellas se adquieran. El FCO se mantiene indiviso durante la duración del agrupamiento sobre el que no pueden hacer valer su derecho los acreedores particulares de los participantes.
- Por las obligaciones que sus representantes asuman, en nombre de la agrupación, los participantes responden ilimitada y solidariamente respecto de tercero.
- La disolución opera por decisión de los participantes, expiración del término, por reducción a uno, por la quiebra de un participante, decisión firme de autoridad competente, por causas previstas en el contrato.

2.6 Costos básicos de la actividad "Up - Stream".

- Costos de adquisición: derechos relacionados con permisos para adquirir una zona y explorar el área.

² Legislados en la Ley 19.550, incorporados por el artículo 2 de la Ley 22.903 a partir del año 1983.

- Costos de exploración: una vez adquirida el área, el paso siguiente es analizar si las reservas son buenas. Los principales costos están relacionados con sísmica, geología y geofísica.
- Costos de delineación: mediando la posibilidad de existencia de un yacimiento, se incurren gastos en la perforación de pozos.
- Costos de desarrollo: identificada la reserva probada, desarrollo la actividad para comenzar con la extracción de las reservas.
- Costos de producción: son todos los gastos operativos de la producción.

2.7 Clasificación de Reservas.

Son aquellas cantidades de petróleo que se espera recuperar, a partir de acumulaciones conocidas y a una fecha determinada.

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles, al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos.

El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como **Comprobadas** y **No Comprobadas**.

Las reservas **No Comprobadas** tienen menos certeza en la recuperación que las **Comprobadas** y pueden además clasificarse en: **reservas probables** y **reservas posibles**, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

Las reservas no incluyen cantidades de petróleo que se hayan extraído y/o estén inventariadas y que puedan ser reducidas por el uso, por pérdidas de procesamiento, si fueran requeridas para incluirlas en un informe financiero.

2.7.1 Reservas Comprobadas

Las reservas comprobadas son aquellas cantidades de petróleo que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos, bajo condiciones económicas determinadas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales.

Con el término "razonable certeza", se intenta expresar el alto grado de confiabilidad que tienen las cantidades a ser recuperadas, y en este contexto, cuando son empleados procedimientos probabilísticos, ello implica un nivel de confiabilidad de por lo menos el noventa por ciento (90%).

Las reservas comprobadas pueden ser categorizadas en: **desarrolladas** y **no desarrolladas**.

Reservas Comprobadas Desarrolladas:

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas mediante pozos, instalaciones y métodos de operación ya existentes y en funcionamiento, a la fecha de su evaluación. Las reservas comprobadas a ser producidas por métodos de recuperación mejorada, sólo serán consideradas desarrolladas después que dicho proyecto esté instalado y en operación.

Reservas Comprobadas No Desarrolladas:

Son las reservas del reservorio comprobado que se estima podrán ser recuperadas mediante pozos a ser perforados en el futuro y/o con instalaciones a ser implantadas. También se consideran como tales a las reservas a obtener por apertura de niveles comprobados en pozos ya existentes. Se pueden incluir además, a aquéllas que serán producidas por medio de un proyecto de recuperación mejorada al que se asigne un alto grado de certeza.

2.7.2 Reservas No Comprobadas

Las Reservas No Comprobadas son aquellas cantidades de petróleo, adicionales a las Reservas Comprobadas, estimadas mediante el análisis de datos geológicos y de ingeniería disponible, que pueden ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada y de acumulaciones conocidas.

Las Reservas No Comprobadas pueden ser clasificadas en: **Reservas Probables** y **Reservas Posibles**.

Las Reservas No Comprobadas pueden ser estimadas asumiendo condiciones económicas futuras diferentes a las que prevalecen en el tiempo en que es efectuada la estimación. El efecto de posible mejora en las condiciones económicas futuras y de desarrollos tecnológicos, puede ser expresado mediante la asignación de apropiadas cantidades de reservas, en la clasificación de probables y posibles.

En virtud de los diferentes niveles de incertidumbre, las reservas no comprobadas no deberían ser sumadas directamente a las reservas comprobadas. El agregado de diferentes clases de reservas es sólo aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente descontada para los diferentes niveles de incertidumbre.

Reservas Probables:

Las Reservas Probables son aquellas reservas, *No Comprobadas*, que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, se estima como más probables que sean comercialmente recuperables, a que no lo sean.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "**Probable**" implica un nivel de confiabilidad de *Reservas Comprobadas* más *Reservas Probables* de por lo menos el cincuenta por ciento (50%).

Reservas Posibles:

Las reservas posibles son aquellas reservas **No Comprobadas** que el análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término posible implica un grado de confiabilidad de: *Reservas Comprobadas*, *Reservas Probables* más *Reservas Posibles*, de por lo menos el diez por ciento (10%).

Sin perjuicio de todo lo detallado, que es el resultado de la unificación de criterios efectuada en 1997 por la SPE (Society Petroleum Enginners) y el WPC (Word Petroleum Congresses), en la medida que surjan nuevos conceptos que modifiquen las definiciones detalladas y que éstos sean reconocidos internacionalmente por entidades como las mencionadas, se reverán y adecuarán las definiciones a las nuevas circunstancias que imperen en el futuro.

La Intención de la SPE y el WPC en contar con una clasificación suplementaria, aparte de las reservas comprobadas, es para facilitar la consistencia y coherencia entre los profesionales que utilizan dichos términos.

Al presentar estas definiciones, no se está recomendando la utilización de las reservas clasificadas como no comprobadas, puesto que ello está librado a la discrecionalidad de las empresas.

2.7.3 Normas Complementarias

Los auditores externos a las empresas permisionarias y/o concesionarias, responsables de la certificación, deberán cumplir como mínimo los siguientes requisitos:

- Acreditar la capacidad técnica indispensable para la realización de los trabajos.
- Presentar un resumen o nómina de los trabajos efectuados, ya sean éstos de carácter nacional o internacional, que permita a la empresa petrolera efectuar una evaluación de la misma.
- Acompañar el curriculum resumido de sus profesionales, donde pueda evaluarse la experiencia y trayectoria de los mismos en tareas de Geología de Explotación e Ingeniería de Reservorios.

No obstante la responsabilidad de las empresas petroleras respecto de la correcta elección de la entidad certificadora, la Autoridad de Aplicación podrá requerir toda aquella información relativa a los antecedentes de la misma y a las etapas del cálculo de reservas. La Autoridad de Aplicación podrá realizar por sí las auditorías correspondientes, debiendo las empresas permisionarias, concesionarias ó auditoras externas, suministrar toda la información necesaria para tal fin.

Tal como lo dispone el Artículo 1° de la Resolución SE N° 482/98, las reservas deberán presentarse en forma certificada cada dos (2) años, manteniéndose la

obligatoriedad de la presentación anual según los términos de la Resolución SE N° 319/93.

En aquellos yacimientos en los cuales la diferencia de las reservas, respecto de las cifras certificadas anteriores, radique exclusivamente en lo producido y/o que carezcan de posibilidades exploratorias al momento de la presentación anual, la certificación de reservas podrá estar exenta de la periodicidad requerida. En este caso, deberá solicitar por nota su correspondiente excepción y contar con la debida autorización escrita de la Autoridad de Aplicación

2.8 El contexto actual.

La ausencia de expectativas generalizadas de inversión en la búsqueda de reservas, el creciente intervencionismo estatal en las decisiones del mercado y las alentadoras expectativas que en otros países se le ofrecen competitivamente a la inversión en un marco de precios del petróleo crudo y gas natural, y sus derivados, que aparecen estabilizándose en niveles sumamente altos comparados con los del pasado, y con posibilidades de mayor crecimiento aún, son factores que tornan predecible que empresas petroleras que actúan en el país puedan arribar a la decisión de cerrar, discontinuar o transferir sus negocios.

Pueden coexistir con estas razones económicas y políticas otras cuestiones técnicas propias de una actividad de riesgo como la petrolera, principalmente, la ausencia de éxito geológico de la exploración y otras actividades que propenden al descubrimiento de reservas y la posterior etapa de producción.

Situados ante dicho escenario, y dentro del ámbito exclusivamente fiscal, se tornan actuales algunas cuestiones relacionadas con el tratamiento de las

inversiones y desinversiones efectuadas por las compañías en las áreas concesionadas, en particular, con referencia a la finalización de los negocios o el cierre de explotaciones, y los tratamientos y consecuencias tributarias, que hacen a decisiones de esa naturaleza.

2.9 Agrupamientos no societarios (Joint Ventures).

La complejidad de las relaciones económicas y la necesidad de acceder a la tecnología para competir en los mercados implica un gran desafío, las más de las veces imposible de lograr a través de unidades económicas individuales. Por ello surgió el “joint venture” cuyo origen no es, como se cree, fruto de la concepción doctrinaria anglosajona, sino del derecho inglés. Dicho término en inglés no goza de traducción, pero da la idea de reunión fugaz, por tiempo determinado, para una “aventura conjunta”.

Para Scalone³ sería el género abarcativo de infinitas modalidades que puedan adoptarse, pero cuyo rasgo común consiste en la forma operativa ínter empresaria.

Kathryn Harrigan⁴ dice que a medida que la competencia y riesgo son más sutiles, las firmas usan criterios cooperativos. Sin embargo, este cambio registrado en la práctica empresaria moderna no había sido debidamente regulado en sus comienzos. Dicha autora señala que actualmente existe una actitud gubernamental tendiente a darles un marco jurídico. Ejemplos: Francia regula los grupos de interés económicos; Italia en su Código Civil prevé la figura

³ Scalone, E.: “Los consorcios de empresas. Su tratamiento fiscal frente a las recientes modificaciones legales” - L.I. - T. L - página 19.

⁴ Harrigan, K: “Joint ventures”. Los secretos para una administración exitosa” - Ed. Tesis - Grupo Editorial Norma - 1990.

de los “conzorzi”; Portugal regló los agrupamientos como aliento a la pequeña y mediana empresa; China sancionó una ley de “joint ventures” en 1979.

Con el fin de recibir inversiones del exterior algunos países del este europeo (entre ellos, la Federación Rusa y otras repúblicas de la ex U.R.S.S.) siguieron el mismo camino.

En Estados Unidos la figura tuvo un gran desarrollo. Los tribunales admitieron su empleo para un negocio determinado, sin crear una nueva corporación ni recurrir al status jurídico de la “partnership” (sociedad en nuestro sistema).

Recién en 1914 toma forma legal en Estados Unidos, siendo su real difusión luego de la Segunda Guerra Mundial. **Al principio fue usada para extraer hidrocarburos**, luego se extendió a otras actividades: construcción de obras públicas (viales, hídricas, centrales nucleares), entre otras.

En Argentina, antes de ser legislados, los acuerdos empresariales carecían de un término unívoco, denominándolos: “joint ventures”, “consorcios”, uniones transitorias de empresas”, etc., generándose desconcierto por la falta de precisión.

Los empresarios buscaban, a veces, realizar una sociedad entre las empresas partícipes. Sin embargo en este caso se debió luchar contra el artículo 30 de la ley de sociedades comerciales que prohíbe a una sociedad anónima o en comandita por acciones integrarse con otras sociedades que no sean por acciones, y también contra un peligro aun mayor, como era que la quiebra de la sociedad irregular o de hecho arrastrara a las partes.

Ante esta situación muchos contratos de “joint ventures” decían expresamente que las relaciones que implicaba el agrupamiento no configuraba la voluntad de constituir una sociedad separada de las partes componentes del agrupamiento. Esto probaba la ausencia de “affectio societatis”, y su reemplazo por un “animus cooperandi” entre sociedades independientes que se manifestaba a través de una forma contractual no societaria.

Durante la evolución de esta figura en Argentina, se la encuadró como contrato atípico, innominado, sociedad de hecho o irregular, sociedad accidental, asociación civil con objeto comercial, etc.

Zaldívar⁵ critica la asimilación del “joint venture” con la sociedad accidental o en participación, que sí está tipificada en la ley 19.550, consistente en operaciones comunes hechas a un gestor que lleva el negocio a nombre propio. Esto no ocurre en los “joint ventures”, que son contratos innominados (art. 1143, C.C.) donde predomina la libre voluntad de las partes.

Villar⁶ dice que las asociaciones comerciales si tienen fin de lucro, y civiles si carecen del mismo. Desde esta óptica, señala el autor que las agrupaciones de colaboración serían simples asociaciones civiles.

Scalone⁷ propone analizar cada paso, para distinguir características intrínsecas de los agrupamientos de empresas. Por ello cita en su trabajo a las X Jornadas Tributarias del Colegio de Graduados en Ciencias Económicas⁸ que recomendaron hacer la distinción entre:

⁵ Zaldívar, E: “Reforma de la ley de sociedades comerciales. Contratos de colaboración empresaria” - ERREPAR - DTE -T. II D página 215.

⁶ Villar, C.: “Agrupaciones de colaboración (arts. 367 a 376 agregados a la ley 19.550 por la ley 22.903). Su situación frente a la leyes fiscales” - Imp. - T. XLIII - página 315.

⁷ Scalone, E.: “Los consorcios de empresas frente al impuesto a las ganancias” - L.I. - T. XLVII - página 631.

⁸ Décimas Jornadas Tributarias - ERREPAR - DTE - T. II - página 606.

- **Entes con rasgos societarios:** esto es, si del contrato surgen elementos tipificadores de una sociedad (compromiso de aportar, adopción de algunos de los tipos previstos en la Ley 19.550, fondo común, administración independiente, según el artículo 1° de dicha ley). Todo ello implica la existencia del “affectio societatis”, noción abstracta que implica el interés en obtener beneficios a distribuir por parte del nuevo ente creado.

En este caso los “joint ventures” serán sujetos independientes. Impositivamente, una unidad contribuyente, que deberá efectuar la determinación global de impuestos y tendrá número de inscripción en el tributo respectivo. Luego, la determinación impositiva será distribuida entre los socios en base a su participación como en una sociedad colectiva y sus socios. Scalone explica que *“esta solución choca con el impedimento del mencionado artículo 30 de la ley de sociedades comerciales, cuya única excepción legal vigente es la del artículo 24 de la ley 21.778⁹ de contratos de riesgo petrolero, únicamente aplicable a los “joint ventures” dedicados a la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos”*¹⁰.

- **Contratos atípicos:** de no reunir los elementos tipificadores, la noción de “affectio societatis” es reemplazada por el “animus cooperando” o voluntad de ser partícipe en una tarea en forma conjunta, pero pueden llegar a ser competidores en otros emprendimientos. Esto último resultaría contrario al espíritu de la “affectio societatis”. Todo ello impide considerar a los partícipes de un “joint ventures” como socios, pues cada

⁹ **Artículo 24:** - Exceptúanse de los dispuesto en el artículo 30 de la Ley 19.550 los contratos de asociación, sociedades accidentales y toda otra forma de vinculación o participación, que celebren las sociedades anónimas o en comandita por acciones -sea entre sí o con empresas estatales- con el objeto de desarrollar tareas de exploración y explotación de hidrocarburos.

¹⁰ Scalone, E.: “Aspectos fiscales de la ley de contratos de riesgo petrolero”. D.F. - T. XXVIII - página 1.201.

uno del grupo mantiene su independencia. Por ello éstos, -y no el “joint ventures”- son fiscalmente responsables en proporción a su participación en el agrupamiento, y pasan a formar parte de su balance individual (contable e impositivo). Scalone apunta que esta última es la forma más adoptada en Argentina y en el mundo.

En la causa “Huarte S.A.”¹¹ la Cámara Nacional Comercial dijo que el “joint ventures” es un contrato distinto al de sociedad por no presentar los rasgos distintivos de la organización de ésta. En principio el acuerdo entre sociedades no puede serle opuesto al acreedor, pues, para éste aquél es “res inter alios acta”. Esto implica que el acreedor sólo puede accionar contra la sociedad que resulte presunta deudora, prescindiendo de los vínculos que ésta pueda tener con otra u otras.

2.9.1 Los “joint ventures” en la norma jurídica de fondo.

La ley 22.903, al modificar la ley de sociedades comerciales, trató el tema parcialmente pues incorporó sólo dos figuras en el Capítulo III “De los contratos de colaboración empresaria”, a saber:

- a) Sección I: “Agrupaciones de Colaboración”: cuando se las incluyó en la norma todavía no se habían registrado en la práctica.

- b) Sección II: “Uniones Transitorias de Empresas”: en cambio, la normativa recogió una práctica antiguamente registrada en nuestro país y continuada con cada vez mayor asiduidad.

¹¹ L.I. - T. LII - página 1275.

Entendemos que las agrupaciones de colaboración empresaria y las uniones transitorias de empresas son tan sólo dos de las formas contractuales que caracterizan el género de los contratos de agrupamientos no societarios (“joint ventures”).

Sostenemos desde el punto de vista tributario que, a pesar de la reforma siguen siendo válidas las conclusiones de las X Jornadas Tributarias del Colegio de Graduados en Ciencias Económicas¹², en cuanto existan los “joint ventures corporations”, esto es si la voluntad de las partes decide darle el rasgo de sociedad. Generalmente la estructura jurídica adoptada es la de una sociedad por acciones. De lo contrario, chocaría con el comentado artículo 30.

Esta forma contractual es preferida, pues se evita recurrir a las figuras tipificadas en la ley de sociedades comerciales que implican mayores trámites para constituir las, significando asimismo un menor compromiso de capital y menor riesgo para la inversión.

La actividad petrolera mundial se basa en estos agrupamientos para sus emprendimientos. Scalone¹³ dice que la apertura de la actividad hacia empresas privadas contó en sus comienzos con el marco de la ley 21.778 (de contratos de riesgo petrolero), que otorgó pleno reconocimiento a los “joint ventures”.

Estableció la no aplicación de la prohibición del artículo 30 a los contratos asociativos, sociedades anónimas y en comandita por acciones entre sí o con empresas del Estado, cuyo fin sea la explotación de hidrocarburos.

¹² Ob. cit. en nota 6 - página 606.

¹³ Ob. cit. en nota 14 - página 1.209.

2.9.2 Los “joint ventures” como posibles sujetos pasivos en las leyes impositivas.

El derecho tributario tiene autonomía dogmática, que le permite atribuir personalidad jurídico-impositiva a quienes no la tiene en el derecho común.

Ello en virtud del artículo 5, inciso c), de la ley 11.683, que reputa sujetos pasivos a empresas que no sean sujetos de derecho y patrimonios de afectación cuando sean considerados por las leyes tributarias como unidades económicas para la atribución del hecho imponible.

Sin embargo, existe la tendencia en cierto sector de la Administración a extender el ámbito subjetivo de los tributos más allá del concepto clásico de “persona”, tomando sin fundamento lógico como sujeto pasivo figuras que exceden dicho concepto y no considerando el valioso aporte de la ciencia jurídica en el tema.

El apartamiento del derecho de fondo debe limitarse estrictamente a situaciones en que resulte indispensable para asegurar el adecuado funcionamiento de los tributos, dentro de un criterio que no frustre la finalidad de la creación de los institutos o altere la necesaria neutralidad de la imposición.

Deben evaluarse las consecuencias: si no se mejora el sistema tributario o se lo complica inútilmente, no se justifica innovar.

A pesar de ello, como se verá en los puntos siguientes, las leyes impositivas argentinas se han apartado en ciertos casos.

En el presente trabajo nos interesa analizar el tratamiento en la ley del impuesto a las ganancias.

2.9.3 Impuesto a las ganancias. Los “joint ventures” como sujetos. Efectos en la determinación del tributo.

El artículo 1° de la ley del impuesto menciona como sujetos pasivos a: personas físicas, sucesiones indivisas y personas jurídicas. Dentro de estas últimas, el artículo 49, inciso a), remite al artículo 69 referido a sociedades de capital y su inciso b) incluye a las demás sociedades y explotaciones unipersonales. Hubo opiniones en el pasado acerca de si estos agrupamientos encuadraban en este inciso. Debe tenerse en cuenta que el artículo 15, inciso c), de la ley 11.683, da preeminencia a lo que cada ley impositiva trate en particular, y como la ley de ganancias no lo considera sujeto pasivo, por ser “no societarios”, no pueden ser considerados sujetos pasivos. Sólo en el caso de prevalecer rasgos societarios, el tratamiento fiscal deber ser acorde al nuevo sujeto.

Sin embargo, en el Seminario Impositivo Abierto¹⁴ se planteó la posibilidad de incluir a todos ellos en el artículo 49, inciso b), asimilando su tratamiento al de una sociedad colectiva.

También Eidelman¹⁵ sostiene que tanto a los contratos nominados en la ley de sociedades como los innominados, sería conveniente otorgarles personalidad fiscal. El impuesto abonaría el agrupamiento, y sería un pago a cuenta para sus miembros. Sugiere la inclusión de los mismos en el artículo 69 como sociedades de capital y que sus partícipes se tomen el crédito de impuesto en sus declaraciones juradas individuales.

¹⁴ Seminario Impositivo Abierto - ERREPAR - DTE - T. VIII - página 550.

¹⁵ Edelman, J. R.: “Contratos de colaboración empresaria. Propuesta de su tratamiento impositivo” - ERREPAR - DTE - T. V. - página 216.

Asimismo, en proyectos no exitosos del impuesto a las ganancias distribuidas, dispuestas o consumidas y el impuesto al excedente primario de las empresas, se contemplaba como sujetos a consorcios y asociaciones sin existencia legal.

No obstante estos intentos, hasta el presente la ley del impuesto a las ganancias no contempla a estos agrupamientos.

Podemos mencionar algunos antecedentes¹⁶ que si bien no tratan específicamente este tema, nos pueden servir para nuestro análisis. En ellos distintas Salas del Tribunal Fiscal han sostenido que las Uniones Transitorias de Empresas no son sociedades ni sujetos de derecho, pero sí lo son sus partícipes. Al ser esto así, la Unión Transitoria debe realizar un balance comercial, que luego deberá ser ajustado o corregido por las empresas integrantes a los efectos de determinar el resultado sujeto a impuesto.

El Tribunal sostuvo en la causa Cañadón Grande S.A. y Nuevo Cerro Dragón S.A. que *“Bajo tales pautas normativas cabe deducir que, en concordancia con lo sostenido por el ente recaudador, los socios de las uniones transitorias de empresas son los sujetos pasivos del impuesto, por lo que, en principio, corresponde que estas últimas determinen el resultado de sus operaciones, el cual luego es atribuido y volcado en las declaraciones juradas determinativas del tributo, de cada uno de los miembros integrantes, en la proporción de su respectiva participación”*.

Ambos fallos dijeron que *“es necesario que se efectúe un balance comercial que exponga la naturaleza y medida de los recursos económicos de la empresa en un momento determinado”*. *“...Ese balance comercial anual debe ser tomado como punto de partida para la determinación del balance impositivo, ya que al primero deberán hacerse los ajustes de los criterios contables que se hayan usado y que no sean aceptados para el*

¹⁶ Causa “Tránisto Mendocino S.A.” - TFN - Sala C - 25/06/2004; Causa “Cañadón Grande S.A.” - TFN - Sala A - 26/02/2004 y Causa “Nuevo Cerro Dragón S.A.” - TFN - Sala D - 17/03/2005.

balance fiscal, de modo tal que se pueda determinar fehacientemente el resultado sujeto a impuesto”.

“De este modo, si la UTE no incorporó a su estado contable un concepto deducible, la empresa participante de la mismo no está obligada a pagar sus impuestos en exceso, así como viceversa, tampoco debe abonar en menos si la UTE no declara alguna ganancia gravada”.

Un tema aún no resuelto es la imputación del resultado impositivo a los socios partícipes.

Los fallos recientemente mencionados no discuten este tema, pero si sostienen que el resultado obtenido por la UTE deben incluirlo, conforme a su participación, en su declaración jurada del impuesto a las ganancias. No expresan si la UTE debe preparar una rendición de cuentas especial (en caso de que los socios posean distinta fecha de cierre de ejercicio económica respecto de la UTE) para que los partícipes imputen el resultado a sus balances, o solamente deben imputar el resultado que surja del balance de la UTE a la fecha de cierre según el contrato respectivo.

El criterio establecido por la **comisión de enlace AFIP-CPCE CABA** en la reunión del 07/12/2009 es respetar a la UTE a la fecha de cierre establecida en el contrato y el resultado que surja del ejercicio se asignará a los socios partícipes en la proporción que les corresponde. No obliga a la UTE a preparar en forma especial una rendición de cuentas con fecha coincidente con la de los socios. Entendemos que el Fisco Nacional ha elegido este criterio con el fin lograr una eficiencia en la administración fiscal, dejando de lado una interpretación estrictamente técnica como la cual sería que el resultado que el socio obtenga de

la UTE sea el devengado en su ejercicio económico, obligando a preparar estados contables especiales.

Al establecer el fisco esta opinión, avala la existencia de diferencias temporales, que sólo generarán impacto financiero, pero no económico; pero se evita un costo de administración muy alto y mejora la eficacia y la eficiencia en la tarea de fiscalización. Se imaginan una UTE con 12 socios, y que todos los socios cierren sus ejercicios en meses diferentes. El fisco tendría que controlar 12 balances distintos, a distintos porcentajes, para después analizar los ajustes propuestos por cada socio. Creemos que en la práctica sería muy engorroso.

Por lo aquí explicado entendemos que se producirían consecuencias desfavorables de considerar a este tipo de agrupamientos como sujetos pasivos en este impuesto, entre ellas:

- a) Los registros contables son usualmente llevados a cabo por cada partícipe, probablemente con fechas de cierre de ejercicio distintas, aunque hay cuentas comunes en registros contables llevados por la sociedad operadora o administradora. Si el sujeto pasivo fuera el "joint ventures", cada miembro debería excluir el resultado de su participación en el agrupamiento. Idéntica operación debería hacer la sociedad por cada uno de los "joint ventures" en los que participe. Se dificultaría así inútilmente la determinación y fiscalización del impuesto por la Administración Federal de Ingresos Públicos.
- b) Exigencia de un balance autónomo para el "joint venture".
- c) Inscripción en el impuesto distinta de la de sus integrantes.

- d) En el ajuste por inflación, por ahora en suspenso, los pasivos se imputarían al consorcio para un ajuste por separado. La atribución específica viola el principio de “universalidad del pasivo”.
- e) Los quebrantos impositivos: si el “joint venture” fuera sujeto pasivo del impuesto distinto a sus miembros, no serían susceptibles de trasladarse los quebrantos de aquél a estos últimos.

Haremos un ejemplo para poder visualizar los efectos impositivos si el “joint venture” fuese el sujeto pasivo en este impuesto en lugar de las empresas.

Tomaremos a la actividad petrolera, que si bien demanda un largo período para la maduración de las inversiones, la reduciremos a tres por simplificación.

Caso A:

Durante tres ejercicios fiscales un “joint venture” efectúa tareas de exploración que generan quebrantos. Dado que no se obtuvo resultado positivo se da por concluida la operación.

Si el resultado impositivo (quebranto) fuese de \$ 1.000 por año, tenemos un quebranto acumulado de \$ 3.000 que se pierden.

Caso B:

A diferencia del caso anterior, el “joint venture” encuentra petróleo y se explota. Este se comercializa en el tercer período, obteniéndose una ganancia contra la cual se computarán los quebrantos acumulados.

En ambos casos hay un costo financiero por diferirse el cómputo de los quebrantos hasta que se obtenga ganancia relacionada con la actividad motivo del “joint venture”. Pero en el caso A, la situación es más grave, pues, ni el “joint venture” ni las empresas integrantes podrán recuperar los costos incurridos contra ingresos derivados de otras actividades en otras áreas que dichas empresas explotan.

En cambio, no siendo el “joint venture” el sujeto sino sus socios, los quebrantos pasan a éstos pudiéndose computar inmediatamente contra ganancias de sus propias actividades.

Esto evita el mentado costo financiero y/o la eventual pérdida definitiva de quebrantos acumulados, como sucede en el Caso A del ejemplo descripto.

La no inclusión de tales agrupamientos en el impuesto a las ganancias resulta coherente si recordamos que no hay creación de un sujeto de derecho. Al carecer de personalidad jurídica no goza de sus atributos, entre ellos: no tiene patrimonio propio distinto de sus miembros, no puede adquirir derechos ni contraer obligaciones por sí, no puede tener fin de lucro pues no existe como sujeto, siendo el resultado atribuido a sus socios.

Por todo lo expuesto, entendemos que el caso de los “joint ventures” no es conveniente que la legislación impositiva se aparte de la ley de fondo que ha establecido que no constituyen sociedades, ni son sujetos de derecho.

En el punto 1 del capítulo 6 analizaremos el tratamiento fiscal de este tipo de actividades en Perú. Solo para dejar planteada la discusión explicamos mediante un ejemplo como es el tratamiento fiscal ante una situación similar de quebrantos en dicho país. Si una empresa que se dedica a la exploración y explotación de hidrocarburos posee un quebranto por el desarrollo de “otras actividades” (así las denomina la legislación peruana), las cuáles son ajenas a las actividades del contrato de concesión o de actividades relacionadas, ese quebranto lo deberá trasladar para ejercicio futuros y podrá ser aplicado solamente contra esas “otras actividades”, de manera que no podrá compensar el quebranto con los resultados de actividades de contrato y de actividades relacionadas.

3. Legislación fiscal aplicable a la actividad.

3.1 Ausencia de legislación específica.

A diferencia de otros países, la experiencia que se ha ido acumulando en el funcionamiento del sistema tributario en Argentina en lo concerniente a esta actividad no se relaciona con lo que podría esperarse usualmente de un país en proceso de desarrollo en la economía del sector energético.

Nos referimos a cuestiones relativas al crecimiento y consolidación de las empresas, el fomento y promoción de nuevas actividades y, en general, la política tributaria aplicada al sector. En prácticamente todos los países petroleros, existe legislación fiscal específica que considera las necesidades y problemas de la producción de hidrocarburos en forma especial, dado su rol en las economías nacionales.

Dichos tratamientos impositivos especiales incluyen lo referido tanto a la proyección y puesta en marcha de proyectos, como al tratamiento adecuado de las operaciones de las empresas en marcha y también a la forma de considerar la finalización de las operaciones por diversas causas.

En Argentina, en cambio, se advierte una ausencia de legislación específica aplicable al sector. Dada la total falta de utilización –por voluntad política– del antiguo régimen fiscal especial establecido en la ley 17.319 de hidrocarburos¹⁷, todas las explotaciones han sido sometidas al régimen tributario general.

¹⁷ La ley 17.319 instituyó un régimen legal y fiscal especial para la explotación de yacimientos hidrocarbúricos, según el cual se aplicaba un sistema especial de impuesto a la renta equivalente al 55% de la utilidad neta (determinada por el mecanismo que establecía la propia ley) permitiendo la acreditación a cuenta del gravamen resultante de otros tributos sobre la actividad (gravámenes provinciales y municipales,

Ello implicó que, en la aplicación de dichas normas generales, **nunca hasta hoy fueran incluidas disposiciones de aplicación específica al sector que permitieran tener en cuenta las particulares modalidades de esta forma de explotación extractiva de recursos naturales no renovables.** En especial, nos referimos a lo relativo al riesgo de estas explotaciones y a los largos plazos que transcurren hasta la maduración de los proyectos de inversión. Por ello, se producen dificultades interpretativas al momento de la toma de decisiones acerca del tratamiento fiscal de algunas situaciones, lo cual coloca en incertidumbre a la gerencia empresarial con el lógico riesgo fiscal que se agrega al riesgo natural de una actividad de esta naturaleza.

3.2 Tratamiento de la actividad en la normativa del impuesto.

3.2.1 Ley y decreto reglamentario del impuesto a las ganancias.

Para poder desarrollar los criterios a aplicar, debemos primero analizar la normativa vigente y escribir que entendemos al respecto.

La primera pregunta que nos hacemos al escribir este capítulo es la siguiente: ¿A qué tipos de bienes hace referencia el artículo 75 de la ley del impuesto a las ganancias?

y el canon que la propia ley establecía para los períodos de exploración y explotación). Esta ley nunca fue derogada, por lo que se encuentra vigente, si bien no fue aplicada a los permisos y concesiones en curso.

En materia del tratamiento fiscal que corresponde a los yacimientos de hidrocarburos, la ley del impuesto a las ganancias¹⁸ solamente dispone en su artículo 75 referido globalmente a las minas, canteras, bosques y bienes análogos (que incluye los yacimientos de petróleo y gas), que *“el valor de las minas, canteras, bosques y bienes análogos estará dado por la parte del costo atribuible a los mismos, más, en su caso, los gastos incurridos para obtener la concesión”*.

¿Porque decimos que dentro de bienes análogos el legislador incluye a los yacimientos de hidrocarburos? La respuesta es muy sencilla, según el diccionario análogo significa que tiene analogía con otra cosa. Si buscamos analogía en el diccionario obtenemos como resultado la siguiente frase: *“relación de semejanza entre dos cosas, hechos o palabras”*. Si seguimos investigando en el diccionario al buscar la palabra semejante obtenemos como definición *“que semeja”*. Por último, buscamos la palabra semejar cuyo significado es *“parecerse a una persona o cosa”*.

Por lo tanto como los yacimientos petroleros son otorgados por las provincias¹⁹ mediante una concesión de exploración y explotación, esta clase de bienes puede agruparse dentro del concepto de *“bienes análogos”* ya que no son minas, ni canteras, ni bosques, pero si tienen recursos agotables como éstos.

Luego, el mismo artículo agrega: *“cuando se proceda a la explotación de tales bienes en forma que implique un consumo de la sustancia productora de la renta, se admitirá la deducción proporcionalmente al **agotamiento** de dicha sustancia, calculada en función de las unidades extraídas. La reglamentación podrá disponer, tomando en consideración*

¹⁸ Ley 20.628 - BO: 31/12/1973.

¹⁹ Ley 26.197 - BO: 06/12/2006. La ley 26.197 sustituye el artículo 1° de la ley 17.319, modificado por el artículo 1° de la ley N° 24.145. Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraran en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas. Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera.

las características y naturaleza de las actividades a que se refiere el presente artículo, índices de actualización aplicables a dicha deducción”.

Vamos a detenernos en el primer punto para describir lo que a nuestro parecer intentó decir el legislador:

- *Cuando se proceda a la explotación de tales bienes en forma que implique un consumo de la sustancia productora de la renta:* esta frase nos da la pauta para entender cuales son los bienes que deben amortizarse según este artículo. Está más que claro que deben ser bienes agotables, cuya fuente productora sea un recurso no renovable.
- *Se admitirá la deducción proporcionalmente al agotamiento de dicha sustancia, calculada en función de las unidades extraídas:* además de establecer el criterio de depreciación, no deja dudas que si los bienes no fuesen agotables, no le cabría esta forma de deducirse tal depreciación. Luego analizaremos la forma en que la legislación pretende que se calcule la depreciación.
- *La reglamentación podrá disponer, tomando en consideración las características y naturaleza de las actividades a que se refiere el presente artículo.....:* determina que tipo de actividades pueden aplicar este criterio de depreciación, o sea las actividades de explotación.

Si bien la norma dispone que la Administración podrá autorizar otros sistemas, debidamente justificados (referidos siempre al costo del bien agotable) para considerar dicho agotamiento, la realidad es que el criterio de amortización en base a unidades extraídas es el generalizadamente utilizado por las compañías del sector.

De un antecedente²⁰ en el cual se discutía la cuota de amortización, podemos destacar que el Tribunal Fiscal de la Nación sostuvo que *“el agotamiento es inherente a los bienes no renovables sujetos a actividades extractivas, como minas, canteras, yacimientos, manantiales, vale decir, a aquellos que se extinguen por la explotación a que son sometidos.”*

Respecto de este tema Luis Fernandez²¹ sostiene que *“la principal característica de estas explotaciones es el consumo de la materia existente en el inmueble mediante su extracción. La razón de la amortización es el agotamiento de la sustancia, ya que si el bien se explota de una manera que no lo implique, no habrá base de sustentación a la deducción”*.

Como una primera conclusión podemos decir que para que una compañía adopte como criterio de depreciación de sus bienes el establecido por el artículo 75 de la ley del impuesto a las ganancias, se deben dar las siguientes condiciones:

1. Los bienes deben ser agotables a raíz de su consumo; y
2. Deben ser producto de actividades de explotación.

A su vez, el artículo 87 del decreto reglamentario establece el mecanismo para la deducción de las inversiones en función del ritmo de producción y agotamiento de las reservas, así como los reajustes pertinentes cuando se comprueben variaciones en estas últimas, lo cual se torna cada vez más probable en función de las modernas tecnologías utilizadas para la ubicación y cuantificación de las reservas de hidrocarburos.

Una vez determinada la comercialidad del yacimiento, que amerita, según el marco regulatorio, una declaración en tal sentido por parte de la Autoridad de

²⁰ T.F.N - Sala D - 1104/2005 - “Alto Palermo Shopping Argentina S.A.”.

²¹ Fernández, Luis O.: “Impuesto a las ganancias” - LL - 1ª. ed. - 2005 - páginas 411 y 412.

Aplicación para el inicio de la etapa extractiva de la concesión, comienzan las inversiones en la perforación de pozos productivos, instalaciones extractivas, plantas de separación y tratamiento, oleoductos y gasoductos, tanques de almacenamiento, obras de infraestructura productiva (entre otras, caminos, accesos, preparación de terrenos, instalaciones auxiliares de superficie), y demás.

En materia de permisos de exploración y concesiones de explotación de petróleo y gas, el bien agotable está constituido por el derecho contractual adquirido por los permisionarios y concesionarios a efectuar la explotación de los yacimientos por el período establecido en la respectiva concesión. El valor económico de tal derecho está constituido, como lo señala el citado artículo 75 de la ley, por el costo atribuible y los gastos incurridos para obtener la concesión. Adicionalmente a dicho derecho, corresponde considerar el tratamiento tributario para las inversiones en bienes de uso aplicados a la producción del hidrocarburo.

Los criterios de valuación de tales bienes serán objeto de análisis en un capítulo siguiente.

3.2.2 Normas de la AFIP - DGI.

Hace ya más treinta años, la Dirección General Impositiva emitió una resolución general ²² que dispone que para determinar el valor unitario del agotamiento para bienes agotables en general *“deberá tenerse en cuenta el contenido de la fuente productora o las condiciones a que quede sujeto el derecho a su explotación económica, según se trate de bienes sobre los que se disponga del dominio u otros derechos, respectivamente”*. El artículo 2 de la resolución establece que *“el costo atribuible...*

²² RG DGI 2.165 - (B.O.: 29/03/1979)

se establecerá computando el valor de todas las erogaciones relativas al estudio, descubrimiento y/o exploración de los yacimientos... realizadas hasta la determinación de la posibilidad de encarar o no su explotación económica, inclusive, computándose en su caso, los gastos incurridos para obtener la concesión. No corresponderá computar las inversiones en bienes de uso”.

A título aclaratorio, y a solicitud de la Cámara de la Industria del Petróleo, el Fisco emitió la circular 1079 (BO: 27/08/1979) donde aclara, respecto de los llamados gastos de desarrollo de las explotaciones petroleras, *que “dichos gastos integran el costo atribuible a los bienes a que se refiere el artículo 2 de la resolución general 2165, con los alcances previstos en dicha norma.”* Los gastos de desarrollo son aquellos en los que se incurre para la preparación del yacimiento una vez que un descubrimiento fue realizado, y constituyen una etapa complementaria de la exploración, previa al comienzo de la etapa productiva.

Aparte de estas normas, ninguna otra expresión normativa se ha producido respecto del tratamiento fiscal de este sector significativo en el desarrollo de la economía del país.

De acuerdo con las citadas normas del Organismo Fiscal, formarían parte del costo de la concesión a los fines del impuesto a las ganancias, entre otros, los siguientes gastos, todos ellos capitalizables en el activo de la empresa como costo del derecho de explotación incorporado:

- a) Costo de los pliegos licitatorios.
- b) Gastos relacionados con la licitación.
- c) Estudios geológicos previos a la licitación.
- d) Estudios de terreno (geológicos y geofísicos).
- e) Relevamiento satelital.

- f) Resonancia sísmica.
- g) Estudios de delimitación de lotes exploratorios.
- h) Gastos del proyecto exploratorio.
- i) Perforaciones de pozos exploratorios.
- j) Análisis de producción muestral.
- k) Evaluación del volumen de reservas por lote.
- l) Estudios económicos de comercialidad de los descubrimientos.
- m) Gastos de desarrollo de los yacimientos.
- n) Cuantificación del volumen de producción estimada del yacimiento.
- o) Etc.

En forma adicional a estas disposiciones, los principios generales del impuesto a las ganancias resultan de plena aplicación a las actividades en materia de hidrocarburos, dado que –como hemos dicho– el sistema tributario ha optado por no utilizar el régimen específico de la ley 17.319. En función de tales principios, el tratamiento de las inversiones en exploración y producción de petróleo y gas se rige por los mecanismos de amortización y bajas que son aplicables a la generalidad de las explotaciones.

3.3 Tratamiento de los bienes de uso.

Cabe detenerse un instante en la interpretación de la exclusión que el citado artículo 2 de la resolución mencionada realiza de *“las inversiones en bienes de uso”*, de la composición del costo atribuible al derecho de concesión. Dicha exclusión no debe entenderse en el sentido de que la inversión en bienes tangibles (bienes de uso) no pueda ser amortizada utilizando idéntico criterio al aplicado al costo de la concesión, es decir unidades producidas.

Estos bienes de uso son sometidos a amortización en carácter de tales por alguno de los métodos admitidos por la ley del gravamen. Por aplicación del principio de correlación o apareamiento de gastos a los ingresos generadores de la renta neta gravada²³, lo que consideramos técnicamente correcto y, además aplicado generalizadamente por las compañías del sector, es utilizar para estos bienes la misma metodología que la resolución general 2.165 establece para los demás elementos componentes del costo del yacimiento, es decir la depreciación por agotamiento en función de las unidades producidas.

Recordamos que en materia de amortizaciones impositivas de bienes muebles, el artículo 84, apartado 1, de la ley establece que *“la Dirección General Impositiva podrá admitir un procedimiento distinto (unidades producidas, horas trabajadas, etc.) cuando razones de orden técnico lo justifiquen”*. Las empresas concesionarias no son generalmente propietarias de los inmuebles donde se realizan las instalaciones (sujetos a los respectivos derechos de servidumbre), revistiendo estas últimas el carácter de obras sobre inmueble ajeno. Dichas obras consisten en general en la implantación de maquinarias y equipos, instalaciones fijas y otros equipamientos que la explotación del yacimiento requiere. Las inversiones en estos elementos tienen, para el concesionario, un máximo de vida útil equivalente al tiempo restante desde su incorporación y habilitación para la producción hasta la finalización del plazo de la concesión, pues, cumplido el mismo, dichos equipos e instalaciones pasan a poder del Estado concedente. Dadas estas particularidades de la explotación, dichas inversiones se traducen entonces en instalaciones que reconocen, en la depreciación por agotamiento (unidades producidas), el método técnicamente más apropiado, excepto en algunas circunstancias especiales que comentaremos más adelante.

²³ Raimondi, Carlos A., y Atchabahian, Adolfo: “El impuesto a las ganancias” - Ediciones Contabilidad Moderna - Bs As - 1982 - página 360 y ss.

El costo amortizable del bien agotable estará compuesto entonces, tanto por el valor de los gastos incurridos para adquirir el derecho a la concesión e incorporarlo al patrimonio de la empresa, como por inversiones en bienes tangibles, tales como equipos, instalaciones y otros bienes amortizables incorporados a los lotes productivos.

Con referencia a estos últimos, una interpretación razonable del mencionado tratamiento fiscal a los bienes de uso, que resulta coherente con los principios generales del impuesto a las ganancias, nos permite resumir dicho tratamiento en dos categorías, a saber:

1. Bienes de uso adheridos a la superficie, inclusive los removibles, trasladables, desarmables, entre otros que, tanto en la etapa exploratoria como en la extractiva, se integran física y económicamente a la unidad amortizable que haya adoptado la empresa (área, yacimiento, lote, pozo, etc.) y que, de acuerdo con las condiciones de la concesión, quedarán en propiedad del ente licitante (el Estado nacional o provincial, según los casos) al fin del plazo de la concesión.
2. Bienes de uso que por su naturaleza no están adheridos al suelo y tienen una vida útil independiente ligada a su desgaste normal por el uso. Por ejemplo, equipos móviles, rodados, bienes muebles y demás, cuyas vidas útiles son independientes de su afectación a la producción del yacimiento.

En el primero de los casos, resulta técnicamente adecuado utilizar el criterio de amortización por unidades producidas que autoriza el citado artículo 84, apartado 1, de la ley. En tal caso, cuando la unidad amortizable sea el pozo de producción, aquellos que encuadren técnicamente en el concepto de "*pozos secos*" pueden ser dados de baja, sujetos a un dictamen técnico que establezca dicho

carácter. Este criterio es el aplicado hoy en día contablemente (SFAS 19), pero no es aceptado en su totalidad por los estudiosos de la materia. La postura más prudente es seguir amortizando impositivamente estos bienes (los pozos secos) por la alícuota correspondiente al yacimiento al cual pertenece hasta que se produzca la devolución del área. Una postura más jugada, la cual puede ser cuestionada por el organismo recaudador, es imputar a gasto impositivo el importe del pozo seco cuando se conozca el dictamen técnico. La legislación impositiva no trata específicamente este tema, ya que la circular 1.079 solo habla de los gastos anteriores a la declaración de comercialidad del emprendimiento. Volveremos sobre este tema al desarrollar las normas contables.

En el segundo, la razonabilidad indica que correspondería la amortización lineal en función de la vida útil del bien, con las salvedades que comentamos a continuación.

Bienes muebles e inmuebles por accesión. Amortización.

Consideramos interesante hacer un breve comentario **sobre bienes muebles e inmuebles por accesión.**

En una causa²⁴ se discutió si los bienes (turbinas, generadores y demás bienes con excepción de las construcciones y edificios) que constituían una central termoeléctrica debían ser tenidos como muebles o inmuebles por accesión. El organismo fiscal entendía que los bienes en discusión eran inmuebles y como tales debieron haber sido amortizados de conformidad con lo establecido por el artículo 83 de la ley del impuesto a las ganancias y no conforme al artículo 84 de la misma ley.

²⁴ Causa "Central Puerto S.A." - Cam. Nac. Cont. Adm. Fed. - Sala IV - 17/02/2009

El artículo 61 del decreto reglamentario de la ley estableció que *“aquellas instalaciones de los inmuebles cuya vida útil fuera inferior a 50 años podrán ser amortizadas por separado, de acuerdo con las normas establecidas en el artículo 84 de la ley”*. Conforme a las normas el contribuyente había considerado que eran bienes muebles y contaban con una vida útil de alrededor de 20 años, con lo cual estableció un porcentaje de amortización aproximado al 5 % anual y no al 2% como pretendía el fisco. Sostenía que las instalaciones tenían individualidad propia y cumplían funciones específicas diferenciadas de las generales propias del edificio de manera que la vida útil era distinta a la de este, por lo que era previsible que sean reemplazadas o renovadas una o más veces dentro de los 50 años asignados a las construcciones.

La cámara interpreta que en el artículo 83 se establecieron las reglas a seguir en materia de amortización de **edificios y demás construcciones sobre inmuebles**. Explica que *“no solamente el término “y” está denotando la unión de palabras o cláusulas en concepto afirmativo, sino que al utilizarse la expresión “demás” se quiso hacer referencia y abarcar de esa manera a otras formas de cimentación sobre inmuebles, no comprendidas en el concepto de edificios, pero que resultan equiparables*.

En efecto, “y” es la conjunción coordinante copulativa por excelencia que puede enlazar no sólo oraciones, sino elementos de una misma oración que hacen el mismo papel con respecto al verbo y “demás”, como adjetivo invariable, con el artículo neutro o aplicado a nombres en plural o colectivos; significa “lo otro o lo restante”, pudiendo ser suprimido el artículo detrás de “y” (Ej. Francia, Inglaterra y demás países del Pacto del Atlántico) (Diccionario de Uso del Español de Maria Moliner) (conf. esta Sala, 11/13/2003, “Cooperativa Integral San José Ltda.”)”.

Asimismo sostiene el fallo en comentario que las turbinas, generadores, transformadores, etcétera, no entran dentro de la noción de “edificios y demás construcciones sobre inmueble” establecida en el artículo 83 y sí encuadran en el concepto de instalaciones de inmuebles a que hace referencia el artículo 61 del decreto reglamentario que se amortizan por separado de conformidad con lo establecido por el artículo 84 de la ley.

Por último, se destaca que a idéntica solución se arriba, aun de aplicarse los conceptos del derecho privado, **pues tampoco pueden ser consideradas inmuebles por accesión física o moral**, pues pueden ser movilizados desde su instalación original hasta un nuevo emplazamiento y ser puestos nuevamente en funcionamiento luego de ser desconectados y acondicionados para su transporte. Asimismo, tampoco ha sido puestos al servicio del inmueble. No hay entre el fundo y los muebles una relación de destino, de manera que estos sirvan a la finalidad de aquél, puesto que no fueron colocados intencionalmente para servir a su uso y explotación.

El fallo termina concluyendo que los bienes en cuestión están comprendidos dentro de la descripción del artículo 2.322 del Código Civil según el cual las cosas muebles que están adheridas al inmueble en mira de la profesión del propietario o de una manera temporaria, conservarán su naturaleza de tales no obstante estar fijadas en el edificio.

En igual sentido se expidió la Sala II de la Cámara en otra causa²⁵ al expresar que “*al haberse establecido mediante pericia que los bienes cuestionados pueden ser trasladados y sólo son fijados al suelo mediante un sistema de tuercas y bulones que permite su remoción, sin que pueda otorgárseles el carácter de permanente en cada uno de los predios utilizados para desarrollar la actividad de la empresa y teniendo en cuenta las*

²⁵ Causa “Centrales Térmicas Patagónicas S.A.” – Cam. Nac. Cont. Adm. Fed. – Sala II – 26/02/2009

normas del Código Civil sobre inmuebles por accesión y la realidad económica de la firma, los bienes de uso (maquinarias y motores) conservan su calidad de bienes muebles, tal como lo sostiene la actora”.

También destacó que las características hacen encuadrar a los bienes en cuestión en la categoría de muebles y no de inmuebles por accesión, pues además de que pueden desarmarse y trasladarse (artículo 2.318 del Código Civil), no presentan el carácter de instalados a perpetuidad al que refiere el artículo 2.316 del mismo Código.

3.3.1 Costo computable. Determinación de la amortización impositiva anual.

Como comentábamos al inicio de este capítulo el artículo 75 de la ley de impuesto a las ganancias establece que el valor impositivo de las minas, canteras, bosques y bienes análogos, estará dado por el costo atribuible de los mismos, más, en su caso, los gastos incurridos para obtener la concesión.

Cuando se proceda a la explotación de tales bienes en forma que implique un consumo de la sustancia productora de la renta, se admitirá la deducción proporcionalmente al agotamiento de dicha sustancia, calculada en función de las unidades extraídas.

Según el artículo 87 del decreto reglamentario, la amortización impositiva anual para compensar el agotamiento de la sustancia productora de la renta se obtendrá de la siguiente forma:

a) se dividirá el costo atribuible a las minas, canteras, bosques y otros bienes análogos más, en su caso, los gastos incurridos para obtener la concesión, por el

número de unidades que se calcule extraer de tales bienes. El importe obtenido constituirá el valor unitario de agotamiento.

b) el valor unitario de agotamiento se multiplicará por el número de unidades extraídas en cada ejercicio fiscal.

El artículo 2º de la resolución 2.165, determina que el costo atribuible a las minas, canteras, bosques y bienes análogos se establecerá computando el valor de todas las erogaciones relativas al estudio, descubrimiento y/o exploración de los yacimientos y fuentes naturales, realizadas hasta la determinación de la posibilidad de encarar o no su explotación económica, inclusive, computándose en su caso, los gastos incurridos para obtener la concesión. No corresponderá computar las inversiones en bienes de uso.

En cuanto a los **gastos de desarrollo** que realizan las empresas petroleras, la circular 1.079 determina que, conforme a su naturaleza, dichos gastos integran el costo atribuible a los bienes a que se refiere el artículo 2º de la resolución general 2.165, con los alcances previstos en dicha norma.

En consecuencia, tales erogaciones como aquellas a las que alude el artículo 2º de la citada resolución, no son computables como activo a los fines del ajuste por inflación instituido por la Ley 21.894.

Cuando se determine la **imposibilidad de encarar la explotación económica** de los bienes respectivos, el costo atribuible a los mismos, debidamente actualizado, deberá computarse en el ejercicio fiscal en que tal hecho ocurra.

3.3.2 Tratamiento de los gastos de exploración, explotación y operación.

1) Contratos de locación de obras y/o servicios.

- El contratista asume el riesgo exploratorio.
- El contratista no es dueño de la concesión ni de los hidrocarburos que extraiga.
- El contratista en general es retribuido en base a un precio por unidad extraída el cual es fijado contractualmente.

Para este tipo de contratos podríamos considerar dos alternativas para tratar las inversiones:

- a) Todas las inversiones que no resulten productivas se considera gasto del ejercicio en que tal hecho ocurra. El resto se activa y se amortiza por UOP (unit of production).
- b) Todas las inversiones (productivas y no productivas) deben activarse y amortizarse por UOP.

2) Permisos de exploración.

- El permisionario asume el riesgo exploratorio.
- El permisionario tiene un derecho exclusivo a obtener una concesión de explotación.

Existen escasas normas de carácter fiscal, por lo que podríamos concluir en el siguiente tratamiento:

a) **Geología:** gasto del ejercicio.

b) **Geofísica y perforación:** activo hasta tanto se declare la comercialidad y pase a formar parte de un activo a ser amortizado por UOP o bien se registrará como gasto cuando se determine que la perforación no resultó exitosa.

c) **Pozo exploratorio:** se activa, hasta tanto se determina la existencia de reservas probadas. Cuando se declare que el yacimiento no es comercialmente viable, impositivamente se imputarán a resultados como pérdida del ejercicio con la devolución del área.

3) Concesiones de explotación.

En este caso las inversiones deberían tratarse de la siguiente forma:

a) **Inversiones en desarrollo:** activo amortizado por UOP.

b) **Pozos de desarrollo que resulten secos:** activo amortizado por UOP.

c) **Pozos de exploración:** se activa hasta tanto se determina la existencia de reservas probadas. Si no se encontraren reservas, se imputará a resultados con la devolución del área.

4) Operación.

Los gastos se registrarán como costos del ejercicio.

3.3.3 Bienes de Uso e inmateriales propios de la actividad y sus formas de amortización.

Derechos de adquisición.

Es el monto abonado para adquirir el derecho a una concesión o bien para participar de un Joint Venture.

Para determinar la amortización impositiva anual conforme a lo dispuesto por el artículo 87 del decreto reglamentario se deberá determinar el coeficiente de amortización anual dividiendo la producción del período por las reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas. Luego dicho coeficiente se multiplicará el costo amortizable (derecho de concesión).

Ejemplo

Supongamos que la empresa IA posee un yacimiento de petróleo crudo. Para obtener la concesión del mismo abonó USD 55.000.000. Los gastos por estudios y exploración, que ascienden a USD 7.500.000, determinaron que el yacimiento posee un contenido de 2.000.000 de barriles. La producción del año 2009 fue de 80.000 barriles.

Determinación del costo amortizable:

Concesión: USD 55.000.000

Estudio y exploración²⁶: USD 7.500.000

Costo amortizable: USD 62.500.000

Determinación de la amortización impositiva anual:

Cálculo del coeficiente: $80.000 / 2.000.000$. Alícuota: 4,00 %.

²⁶ La resolución general 2.165 establece que el costo se determinará computando el valor de todas las erogaciones referidas al estudio, descubrimiento y/o exploración de los yacimientos, efectuados hasta la determinación de la posibilidad de encarar o no su explotación económica.

De acuerdo a lo aquí ejemplificado, la amortización impositiva computable para la empresa IA por el ejercicio fiscal 2009 será de USD 2.500.000.

Nota: los importes fueron elegidos solo a los efectos de crear el ejemplo. El total de 2.000.000 de barriles corresponden a las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas.

Plantas de tratamiento y ductos.

Estos activos comprenden todas las erogaciones hasta la puesta en marcha de la planta e incluyen los repuestos específicos del equipamiento.

El coeficiente de amortización fiscal se obtendrá dividiendo el total de producción del año por el total de reservas probadas desarrolladas.

Ejemplo

Siguiendo con el ejemplo anterior, suponemos que las reservas probadas desarrolladas al inicio del ejercicio eran de 1.600.000 barriles. El importe abonado en concepto de las plantas de tratamientos y los ductos asciende a USD 15.000.000.

Costo amortizable: USD 15.000.000

Coeficiente de amortización: $80.000 / 1.500.000$. Alícuota: 5,00%

Amortización anual: USD 750.000

Pozos productores.

Estos activos comprenden todas las erogaciones hasta la puesta en marcha de la planta. El coeficiente de amortización se calcula igual que para las plantas de tratamiento y ductos.

Plataformas productoras (“off shore”)

En general son amortizadas igual que las plantas de tratamiento. Si son construidas para permitir producciones parciales de pozos, en estos casos la parte no utilizada recién deberá amortizarse cuando esto ocurra, a tal fin se deberá considerar:

- ✓ Amortización sobre la base de pozos productores (“slot ratio”).
- ✓ Amortización sobre la base de reservas (“reserve ratio”).

Total = Plantas de Tratamiento

Parcial - Dos métodos

$$\text{Slot Ratio} = \text{Inversión} * \frac{\text{Pozos productivos}}{\text{Total Slots}} * \text{UOP}$$

Reservas desarrolladas

$$\text{Reserve Ratio} = \text{Inversión} * \frac{\quad}{\text{Reservas Totales}} * \text{UOP}$$

Demás bienes de uso. Equipos, instalaciones, rodados, muebles y útiles, herramientas, etc.

Se amortizan de acuerdo a su vida útil.

3.3.4 Jurisprudencia.

Amortización. Concepto de vida útil.

La amortización es el procedimiento que posibilita recuperar un capital invertido mediante la extracción de la renta anual de aquella cantidad que permite el recupero del valor del bien durante los años de su vida útil, que debe estimarse del modo más exacto posible; pues si la amortización es exigua, conduce a la sobrevaluación del capital y a un aumento ficticio de las utilidades del ejercicio, pero si es mayor que la que técnicamente corresponde, crea una reserva oculta y una disminución ficticia de los beneficios²⁷.

En otra causa²⁸ se discutió si el plazo de vida útil acordado por el contribuyente al bien de uso "fibra óptica", a efectos de calcular la amortización impositiva, era correcto o si, por el contrario, tenía razón la tesis sostenida por el Organismo Fiscal.

²⁷ Causa "Alto Palermo Shopping S.A." - TFN - Sala D - 11/04/2005.

²⁸ Causa "Telec Int Telintar S.A." - Cám. Nac. Cont Adm. Fed - Sala IV - 25/06/2009

La Alzada establece que la vida útil es la duración estimada que un objeto puede tener cumpliendo correctamente con la función para la cual ha sido creado. Además tiene en cuenta un dictamen de la FACPCE que sostiene que a fin de considerar la vida útil de los bienes de uso es importante considerar entre otros “los factores de obsolescencia del bien”.

Según la cámara se entiende por obsolescencia la caída por desuso de máquinas, equipos y tecnologías motivadas no por un mal funcionamiento, sino por un insuficiente desempeño de sus funciones en comparación con las nuevas máquinas, equipos y tecnologías introducidos en el mercado.

Por lo expuesto concluye que el factor de **obsolescencia** es considerado a los fines de estimar la amortización de un bien, lo cual no fue tenido en cuenta por el Tribunal Fiscal.

Amortización. Definiciones de “desgaste”, “deterioro”, “agotamiento” y “desuso”.

El desgaste es lo que se produce a causa de la utilización normal de las cosas. El deterioro es la consecuencia debida a situaciones imprevisibles como un incendio, una inundación u otros siniestros. El agotamiento es inherente a los bienes no renovables sujetos a actividades extractivas, como minas, canteras, yacimientos, manantiales, etc., vale decir a aquellos que se extinguen por la explotación a que son sometidos. En tanto, que el desuso generalmente es el resultado de la obsolescencia o sea la pérdida de utilidad relativa de los bienes que antes la tenían, causada por el avance tecnológico²⁹.

²⁹ Causa “Oleoductos del Valle S.A.” - CSJN - 16/02/2010.

La Corte Suprema confirmó la sentencia de la Sala III de la Cámara que desestimó el recurso planteado por el Fisco Nacional contra la sentencia de la Sala D del Tribunal Fiscal de fecha 28/08/2003.

El Alto Tribunal sostuvo que el Tribunal Fiscal consideró que, para determinar el plazo de amortización, debía estimarse la vida útil del bien la que, en especial cuando se trata de bienes utilizados por un propietario anterior, depende de consideraciones, análisis y cálculos que deberá practicar el responsable de la explotación con el asesoramiento de expertos cuando lo justifique la envergadura y el costo de los bienes, pues la correcta imputación de la depreciación a cada ejercicio económico influye en su resultado y en la formación del fondo de reposición tendiente a preservar la intangibilidad del activo fijo puesto al servicio de la actividad.

Y agregó que, si bien la ley 17.319 dispone que todas las concesiones de transporte se realicen por 35 años, ello no implica que la vida útil probable de los bienes afectados deba coincidir necesariamente con dicho término y agotarse junto con el contrato de concesión, pues el lapso de aquélla depende de distintos factores y se trata de un problema de exclusiva raigambre técnica dada por las diferentes características que presentan los bienes afectados a la generación de rentas gravadas. **El plazo de amortización debe fijarse según la duración de la vida económicamente útil y con arreglo a criterios de carácter técnico.**

Amortización. Depreciación por desgaste y agotamiento.

La cuota de amortización a que se refiere el artículo 82, inciso f), y que castiga el valor de los bienes de uso en el balance de cada ejercicio, no incluye más que la

depreciación por desgaste y por agotamiento, ya que las pérdidas extraordinarias (deterioro) y por desuso (obsolescencia) tiene su tratamiento fiscal especificado en forma diferenciada³⁰.

Pérdidas extraordinarias.

Creemos interesante analizar un fallo³¹ en el cual la Alzada revoca la sentencia del Tribunal Fiscal de la Nación³². El Tribunal había revocado la resolución determinativa que impugnó la deducción de gastos generados por potenciales fuentes generadoras de ingresos. En el caso se habían deducido gastos realizados para controlar un accidente acaecido en un pozo, por lo que tenían una afectación directa a un bien, que aún no había sido explotado (el pozo se había informado a la secretaría de energía en estado de “abandono transitorio”).

La Cámara destaca que el artículo 82, inciso c), de la ley del gravamen es específico para el caso de erogaciones extraordinarias (como son las originadas en un incendio) y que en él se impone como requisito para el cómputo impositivo de la pérdida, el de que el bien afectado esté en estado de producción de rentas. Compartía el criterio del fisco de que el pozo donde se generó el siniestro no había producido ganancias, con lo cual no correspondía deducción alguna.

No compartimos la decisión de la Cámara, porque entendemos que el análisis del artículo 82, inciso c), en cuanto hace referencia a los **“bienes que producen ganancias”** no lo hizo correctamente. En su sentencia expresa que la fuente de ganancias no era el yacimiento en su conjunto, sino cada pozo; y al no haber el

³⁰ Ob. cit. en nota 22.

³¹ Causa “ASTRA CAPSA” – Cam. Nac. Cont. Adm. Fed – Sala IV – 26/09/2006

³² Causa “ASTRA CAPSA” – TFN – Sala B – 14/07/2003

pozo producido ganancias hasta el momento de producción del siniestro no se había cumplido la condición de deducibilidad enunciada en la norma específica.

Es importante destacar la opinión del Tribunal en cuanto sostiene que “...en la doctrina mayoritaria, ninguno de los autores condicionan o suspenden la posibilidad de la deducibilidad de gastos a la existencia de ingresos, apoyados en la inexistencia de una norma positiva en ese sentido. Así, se advierte, con el texto legal vigente que la deducción de los gastos debe realizarse en forma inmediata. Cualquier otro diferimiento supone la activación transitoria del cargo impositivo y ese tratamiento debería surgir explícitamente de la ley del gravamen, cuestión que no sucede en la actualidad. En otros términos, aducen que la oportunidad de la deducción (cuándo) está necesariamente vinculada a la modalidad elegida por el legislador (cómo); en cualquier caso, la falta de una previsión expresa obliga al criterio general de computar las pérdidas incurridas (incluso los gastos preoperativos) en función de su erogación efectiva. Esta posición de la doctrina se contrapone con la inteligencia asignada a las normas por el Fisco en el acto que aquí se recurre.”

“Que, asimismo, se encuentra controvertida la deducibilidad de las erogaciones en su calidad de “gastos extraordinarios”, en tanto de conformidad a la tesis fiscal, el pozo siniestrado no produce ganancias (de conformidad a los artículos 82, inciso c), de la ley 20.629 y 130 del decreto reglamentario).”

No tenemos dudas que el bien que produce ganancias no es otro que el yacimiento, y que cada uno de los pozos es parte del yacimiento.

Existe un pronunciamiento de nuestra **Corte Suprema**³³ interesante para analizar que se entiende por “bienes que producen ganancias”, la que admitió la deducción en un caso en que se trataba de la suma abonada en concepto de

³³ Causa “Roque Vasalli S.A. c/ Fisco Nacional (DGI) s/ demanda contenciosa - repetición de impuestos” - CSJN - 13/05/1982

rescate para liberar al presidente de la sociedad, sometido a un secuestro extorsivo. En el mismo la Corte entendió con amplitud el concepto de bienes que producen ganancia a que se refiere el inciso c) del artículo que comentamos aludiendo a su pérdida por caso fortuito o fuerza mayor, la que juzgó no limitada a objetos materiales e igualmente comprensiva en el concepto de bien, de objetos inmateriales, como la acción del trabajo o prestación de servicios, dentro de los cuales expresamente entendió incluido el factor de producción de la empresa *elemento humano*. La doctrina de la Corte, pues, fue amplia.

Regresando al fallo que nos ocupa, el Fisco Nacional primero impugnó la deducibilidad del gasto debido a que no se había producido la habilitación de la fuente, y luego cambió su fundamento impugnando la “oportunidad de la deducción”, deducibilidad que, según el organismo, debía tener lugar en el ejercicio en el que se verifique el abandono definitivo del pozo siniestrado. Se puede observar la divergencia argumental del Fisco para sostener la determinación recurrida. La postura del organismo fiscal parece dirigida a impugnar la deducibilidad del gasto con sustento en el artículo 80 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, destacando la necesidad de “apareamiento de ingresos y gastos”, es decir, **sujetando la posibilidad de la deducción en tanto se correspondan a una fuente de ganancias que genere ingresos**. Con posterioridad, deja de cuestionar la deducibilidad del gasto por su naturaleza, impugnando la oportunidad de su deducción la que, entiende, debe producirse al momento del abandono definitivo del pozo siniestrado.

Siguiendo el razonamiento del fisco y apartándonos del tema de pérdidas extraordinarias, entendemos correcto aplicar este criterio “de apareamiento de ingresos y gastos” del artículo 80 para la provisión de **taponamiento de pozos** la cual no es aceptada y sí es discutida por el fisco. Para este tipo de gasto, el fisco no tiene en cuenta la posibilidad de deducción en tanto se corresponden a una

fuente de ganancias que genera ingresos, y pretende deducir el gasto recién al momento de efectuar el taponamiento, al momento de la erogación, alejándose del criterio de lo devengando y del establecido por el artículo 80, dejando el gasto para el último momento en el cual seguramente, la empresa no tenga ingresos para aparearlos. Profundizaremos este tema en el capítulo 4.

Siguiendo con el análisis del fallo, corresponde señalar que la “fuente” productora de renta gravada no puede circunscribirse, en el caso, a uno de los pozos del yacimiento. La “fuente” no es otra que el yacimiento en su conjunto, dentro del cual se van realizando diversos pozos tendientes a su explotación. Al haber conceptualizado el gasto deducible como “extraordinario”, la deducción del mismo debe regirse por la norma específica contenida en el artículo 82, inciso c) mencionado en párrafos anteriores.

Por otro lado, el Tribunal establece que *“... el fisco mutó su argumento impugnatorio, admitiendo incorrectamente la deducibilidad de las erogaciones y cuestionando, únicamente, la oportunidad en que los mismos debieron ser cargados”*.

“...En función de la pericia realizada, puede concluirse que se demostró que la realidad de los hechos investigados demostraba que el procedimiento de contingencia llevado a cabo para paliar el incendio desatado en el pozo siniestrado, impedían su reutilización posterior en el tiempo ... facultando al contribuyente a castigar contra resultados, en forma inmediata, las erogaciones que tal acontecimiento extraordinario habían demandado”.

Conforme a lo aquí expuesto, nuestra opinión es que debió haberse profundizado el análisis acerca de cual fue la intención del legislador al escribir “bienes que producen ganancias”.

La vida útil de los bienes de uso y los plazos de las concesiones.

Han surgido cuestiones controvertidas entre el Fisco y los contribuyentes respecto de la relación existente entre la vida útil técnica de los bienes amortizables, por una parte, y los plazos de las concesiones petroleras, por la otra.

Estos casos se han planteado respecto de concesiones de transporte de hidrocarburos (oleoductos), pero iguales consideraciones serían aplicables al caso de las concesiones de producción.

La definición de la “*unidad amortizable*” en los distintos casos constituye un tema relevante. Si se considera que las instalaciones adheridas a la superficie para la explotación de un yacimiento se integran a los bienes de uso aplicados a la concesión, serían amortizables en función del método de unidades producidas, al computar como unidad amortizable el yacimiento al cual sirven y, como fecha de finalización de la vida útil de las mismas para el contribuyente, la de terminación del plazo de concesión.

Esta solución es la que preserva plenamente el principio de correlación del devengamiento del gasto por amortizaciones con la generación de los ingresos gravados que las respectivas instalaciones petroleras contribuyen a obtener.

Sin embargo, por otra parte, dados los extensos plazos de vigencia de las concesiones, resulta probable que determinadas instalaciones sean técnicamente independientes de un área de explotación, yacimiento o lote determinados y agoten su vida útil técnica con anterioridad a la finalización de la concesión a la cual han sido aplicadas.

En tales casos, ha sido discutido si tiene preeminencia al aspecto técnico del bien considerado (correspondiendo entonces una vida útil independiente del plazo de la concesión), o por el contrario, si tales bienes se encuentran integrados a la unidad amortizable, en cuyo caso sería utilizable el plazo de la concesión como vida útil del bien. Esto último teniendo en cuenta que, como ya se ha señalado, dichos bienes deben ser cedidos sin cargo por obligación contractual al ente concedente.

A este respecto merece mencionarse la interpretación de la Justicia en dos fallos³⁴ en los que los tribunales intervinientes han concluido por priorizar la vinculación técnica de una instalación petrolera con la explotación, sin tener en consideración el plazo de la respectiva concesión.

En el primero de ellos, “Oleoductos Trasandino Argentina S.A.”, la Cámara confirmó el criterio sentado en el Tribunal Fiscal de la Nación en dicho sentido, al señalar que la circunstancia de que *“la concesión ... como bien inmaterial, tenga una vida útil establecida por la ley y consecuentemente el plazo de amortización sea el de 35 años que fija el artículo 41 de la ley 17.319 no altera lo decidido por el tribunal a quo en el sentido que la amortización del oleoducto, como bien que integra la inversión realizada por la actora, se realice en uno menor en función del plazo fijado para el recupero de aquella inversión”*.

El segundo fallo es el producido por el Tribunal Fiscal de la Nación y confirmado por la Corte Suprema, en la causa “Oleoductos del Valle S.A.”. La interpretación del Tribunal (confirmada por la Corte Suprema) es también favorable a la preeminencia de los aspectos técnicos de los bienes involucrados por encima de las condiciones de la concesión. Dice al respecto: *“El criterio fiscal prioriza el*

³⁴ Causa: “Oleoducto Trasandino Argentina S.A. c/ Dirección General Impositiva” - CNFed. Cont. Adm. - Sala III - 21/09/2005; y “Oleoducto del Valle S.A.” - CSJN - 16/02/2010.

derecho de concesión por encima del elemento esencial de la explotación –el oleoducto, las estaciones de bombeo y los equipos complementarios- sin cuya existencia aquélla no puede llevarse a cabo, perdiendo de vista que el derecho de concesión, por sí mismo, no sirve para otra cosa que para dar respaldo legal a su titular, pero que no podría hacer nada con él si carece de los medios materiales para realizar el traslado...”

En los dos casos citados se trataba de instalaciones que podían ser consideradas técnicamente como bienes con vida útil independiente, sujeta a sus condiciones técnicas, con una finalización anterior al plazo previsto para la conclusión de la concesión. La solución consistió en esos casos en considerar dicha vida útil en forma independiente.

Pero cabe preguntarse ¿cuál sería la solución, si la vida útil técnicamente no ha finalizado al término del derecho de concesión?

En tal caso, hemos dicho que la instalación deber ser transferida al Estado concedente en el momento en el que la explotación del concesionario llega a su fin. De suceder esto, al fenecer el derecho generador de rentas gravadas para la empresa concesionaria, resulta razonable que se considere que finalizará la vida útil de la instalación petrolera para el concesionario en dicha fecha, al perderse todo derecho de dominio sobre ella.

En consecuencia, de la jurisprudencia comentada y de los principios del impuesto a las ganancias aplicables, deberíamos concluir lo siguiente:

- a) si la instalación de superficie tiene una vida útil técnica cuya finalización es anterior a la del plazo de la concesión, se debe computar dicha vida útil para las correspondientes amortizaciones;

- b) si la vida útil del bien finaliza después de la conclusión de la concesión, las amortizaciones se calcularán computando como fin de la vida útil la fecha de finalización de la concesión.

3.3.5 Regímenes de promoción fiscal aplicables a la actividad.

En la actualidad no existen regímenes de promoción con un tratamiento fiscal especial por inversiones en estas actividades, pero si puede mencionarse el Régimen de Promoción en Inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura³⁵. Es un régimen transitorio para el tratamiento fiscal de las inversiones en bienes de capital nuevos –excepto automóviles-, que revistan la calidad de bienes muebles amortizables en el Impuesto a las Ganancias, destinados a la actividad industrial, así como también para los obras de infraestructura –excluidas las obras civiles- que reúnan las características y estén destinadas a las actividades que al respecto establezca la reglamentación.

Pueden acogerse personas jurídicas constituidas en la República Argentina que desarrollen actividades productivas en el país o que acrediten bajo declaración jurada ante la pertinente autoridad de aplicación la existencia de un proyecto de inversión en actividades industriales o la ejecución de obras de infraestructura a realizarse entre el 1° de octubre de 2007 y el 30 de septiembre de 2010, ambas fechas inclusive.

Se entiende por obra de infraestructura en los términos de este régimen a toda obra cuyo objetivo principal promueva la realización de actividades productivas. Una de las actividades que menciona la norma es **la producción, transporte y/o la distribución de hidrocarburos.**

³⁵ Ley 26.360 (promulgada de Hecho el 08/04/2008).

Los sujetos que resulten alcanzados por el régimen podrán obtener la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado correspondiente a los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión o, alternativamente, practicar en el Impuesto a las Ganancias la amortización acelerada de los mismos, no pudiendo acceder a los dos tratamientos por un mismo proyecto. Los beneficios de amortización acelerada y de devolución del Impuesto al Valor Agregado no serán excluyentes entre sí en el caso de los proyectos de inversión cuya producción sea exclusivamente para el mercado de exportación y/o se enmarquen en un plan de producción limpia o de reconversión industrial sustentable, aprobado por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Jefatura de Gabinete de Ministros. En estos casos podrán acceder en forma simultánea a ambos tratamientos fiscales.

3.4 Extinción de la concesión.

Es importante aclarar cual será el destino de los bienes al extinguirse la concesión, extinción que tanto puede obedecer al “cumplimiento del objeto” de la concesión, al “vencimiento de su término o plazo” o a su “caducidad”.

El artículo 85 de la Ley 17.319 establece que *“anulado, caducado o extinguido un permiso o concesión **revertirán** al Estado las áreas respectivas con todas las mejoras, instalaciones, pozos y demás elementos que el titular de dicho permiso o concesión haya afectado al ejercicio de su respectiva actividad, en las condiciones establecidas en los artículos 37° y 41°”*.

El artículo 41 sostiene que *“la reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas al ejercicio por el concesionario de los derechos de industrialización y comercialización que le atribuye el artículo 6º o de otros derechos subsistentes”*.

Por otro lado el artículo 41 dice que *“las concesiones a que se refiere la presente sección serán otorgadas por un plazo de treinta y cinco (35) años a contar desde la fecha de adjudicación, pudiendo el Poder Ejecutivo, a petición de los titulares, prorrogarlos por hasta diez (10) años más por resolución fundada. Vencido dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional **sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho”***.

De acuerdo a los artículos aquí mencionados podemos decir que la intención del legislador fue muy clara, al extinguirse la concesión los bienes pasarán al dominio del Estado sin indemnización a favor del concesionario.

¿Cuál es el destino de los bienes en cuestión? Hay que distinguir:

- 1) Los bienes que el Estado le facilitó al concesionario para el cumplimiento de su misión, va de suyo que deben serles devueltos a su dueño, o sea al Estado. Tal es el principio; lo contrario requiere texto expreso que así lo disponga.

- 2) Respecto a las cosas o bienes del contratante que, en virtud de lo convenido, al finalizar el contrato pasarán al dominio del Estado, es común que se hable de “reversión” de cosas o bienes del contratante al Estado. Esta expresión, aunque gramaticalmente se la acepte como correcta en este sentido, en realidad no es de uso recomendable, por cuanto si los bienes aludidos nunca fueron del Estado, se presta a confusión decir que ellos “revertirán” a él. En estos casos es más propio hablar de “transferencia” de bienes del contratante al Estado.

Por lo aquí expuesto reafirmamos nuestra opinión en cuanto a que los bienes de uso que se encuentran en los yacimientos de hidrocarburos deben amortizarse como máximo en el plazo que dure la concesión, de lo contrario el concesionario tendrá un costo sin recuperar equivalente al valor residual de los activos fijos involucrados en la actividad de explotación.

4. Particularidades en el impuesto a las ganancias.

Si bien muchas de las empresas que operan en el sector son compañías multinacionales, que por su respaldo y envergadura asumen sus riesgos con suficiente respaldo económico, con referencia a las operaciones en un país determinado, dichas compañías se ven obligadas muchas veces a adoptar decisiones de abandonar proyectos y operaciones en marcha, ya sea parcial o totalmente.

Contrariamente a la mencionada carencia normativa en la que el sistema tributario argentino incurre respecto de esa actividad para el tratamiento del abandono o cierre de explotaciones, en otros países se ha considerado con seriedad el tratamiento tributario que cabe acordar a dichas situaciones en sus respectivos impuestos a la renta.

Es nuestra intención aquí efectuar un esbozo de algunas de las cuestiones que deberían ser dilucidadas, en materia del impuesto a las ganancias, a la hora de la toma de decisión de concluir un negocio en marcha dentro del sector de exploración y/o producción de hidrocarburos. Ello sin perjuicio de aclarar que, dadas las particulares características de cada operación, los problemas y soluciones deberán necesariamente adaptarse a las circunstancias del caso.

La exploración en materia de hidrocarburos involucra la aplicación de importantes recursos económicos a estudios técnicos, geológicos y geofísicos, resonancia sísmica, relevamientos satelitales, estudios de terreno, perforaciones exploratorias, y demás.

En general, se trata de inversiones que se realizan a lo largo de un período que los respectivos permisos de explotación otorgados por la Autoridad de Aplicación asignan a los permisionarios para llegar al convencimiento de si en las áreas atribuidas existen recursos hidrocarburíferos (petróleo crudo y gas natural) susceptibles de explotación comercial.

El riesgo geológico realmente es muy alto. Esta realidad del negocio exploratorio conlleva la necesidad para los grandes jugadores del mercado, es decir, las compañías generalmente multinacionales que cuentan con los recursos humanos, técnicos, materiales y financieros para llevar adelante la exploración, de decidir

usualmente la diversificación del riesgo geológico. Es decir, distribuir los riesgos realizando inversiones exploratorias en un determinado número de áreas o lotes de exploración con potencialidad de reservas a los fines de que los costos de los recursos erogados en los emprendimientos no exitosos puedan finalmente ser compensados por los rendimientos de una o más exploraciones exitosas.

La economía de un impuesto sobre la renta conduce entonces a que la determinación de la renta gravable de la empresa contemple como costo de obtención de la renta, aquellos costos totales incurridos en los proyectos, tanto en los exitosos como en los no exitosos.

4.1 El tratamiento en el impuesto a las ganancias de los emprendimientos no exitosos.

Cuando decimos emprendimientos no exitosos nos referimos a exploraciones que no han llegado a descubrimientos comercialmente explotables. Para estos casos la situación es considerablemente diferente según la empresa mantenga en el país otras explotaciones rentables o, por el contrario, la exploración no exitosa constituya el único proyecto de la compañía en el país, o al tener más de uno, ninguno de ellos hubiera producido resultados positivos.

Los emprendimientos no exitosos implican la obligación contractual de los permisionarios de devolver las áreas exploradas a la Autoridad de Aplicación al finalizar los períodos acordados para dicha exploración o aún antes, cuando se hubieran asegurado de la ausencia de descubrimientos comercialmente aprovechables.

4.1.1 Gastos capitalizables y gastos no capitalizables.

Tratándose de **proyectos meramente exploratorios**, los mismos **no generan la habilitación de la fuente para la generación de ingresos gravables por el impuesto a las ganancias**.

En general, un proyecto exploratorio consta de dos o tres subperíodos que en suma pueden demandar varios años. Por ejemplo, la etapa exploratoria de uno de los principales proyectos “offshore” en Argentina demandó once años. Al no existir la generación de ingresos gravados, durante la exploración y estudios previos existen gastos que resultan capitalizables a la luz de los principios del impuesto.

Por el citado principio de correlación de ingresos y gastos gravados, los gastos incurridos que sean directamente vinculados con el desenvolvimiento de la exploración se acumulan hasta el comienzo de la etapa productiva o hasta la definición del abandono del proyecto.

Sin embargo, existen otros que por su naturaleza intrínseca, la propia ley del impuesto obliga a su cómputo como gastos corrientes deducibles en el ejercicio en el que se devengan; por ejemplo los gastos administrativos (sueldos, cargas sociales, gastos de administración societaria, etc.), gastos financieros (intereses, diferencias de cambio, etc.) y otros gastos que por su índole non sean susceptibles de capitalización.

Los primeros constituirán una partida del activo contable e impositivo de la empresa. Dichos conceptos capitalizados comenzarán su período de amortización a partir de su habilitación como fuente generadora de las rentas en

el ejercicio en el cual comienza la producción y comercialización de los productos extraídos.

Los segundos, en cambio, operarán como deducciones del ejercicio en el cual los mismos se incurren, las que se convertirán en quebrantos del ejercicio cuando no existan otros ingresos gravados de la empresa que permitan compensarlo.

En el caso de un fracaso exploratorio, esas inversiones capitalizadas requieren ser dadas de baja del activo de la sociedad. Si la empresa se encuentra desarrollando tareas en otras áreas que se hallan en la etapa siguiente de la exploración, la producción de petróleo y gas, las normas del impuesto a las ganancias autorizan la compensación de los eventuales quebrantos derivados de la exploración contra las utilidades generadas con las concesiones de explotación (producción) en las que participa la empresa. Dichas concesiones son las que se adjudican a las empresas que, al haber tenido éxito exploratorio, optan por continuar con al explotación.

4.1.2 Activos dados de baja por cese de actividad.

Si nos referimos específicamente a la finalización de un proyecto, en el caso de la exploración, la misma se produce usualmente por:

a) Abandono del proyecto (generalmente se expresa como la reversión del área a favor de la Autoridad de Aplicación),

b) Finalización del plazo del permiso exploratorio y de sus prórrogas, con idéntico efecto al del abandono exploratorio,

c) Transferencia del emprendimiento hacia terceros, el cual debe producirse durante la vigencia de los derechos de exploración otorgados a la empresa cedente (debe ser aprobado por la Autoridad de Aplicación).

El abandono de un proyecto exploratorio se produce cuando existen suficientes razones técnicas, principalmente de índole geológica o de ingeniería, que aconsejan discontinuar los intentos exploratorios antes de la finalización de los plazos establecidos en los respectivos permisos debido a la falta de perspectivas favorables del emprendimiento.

En tal caso, una vez obtenido el dictamen técnico pertinente, se comunica la reversión del área a la Autoridad de Aplicación. Analizada esta situación desde el punto de vista del impuesto a las ganancias, las inversiones producidas desde el inicio del proyecto que hubieran sido activadas en cumplimiento del principio de correlación o apareamiento de ingresos y gastos, podrán ser sujetas a una baja (“write off”) contable e impositiva por las razones indicadas. En nuestra opinión, el dictamen técnico que corrobora la situación resulta un elemento suficiente para producir dicha baja en el ejercicio fiscal en que dicho dictamen es emitido, pues la comunicación y convalidación de la reversión del área a la autoridad competente constituyen elementos únicamente formales que meramente confirman la situación técnica descripta.

Al finalizar los plazos de los permisos exploratorios y de las eventuales prórrogas que la Autoridad de Aplicación pudiera haber concedido, fenece el derecho del permisionario a optar por acometer la explotación del área mediante el inicio de la etapa de explotación (producción).

Se trata de una circunstancia de orden legal y regulatoria que, al caducar los derechos de la empresa, conduce inexorablemente al abandono del proyecto.

Existiendo o no un dictamen técnico que sustenta la falta de comercialidad del área, la pérdida definitiva de los derechos por el vencimiento del plazo del permiso, debe también conducir a una baja de las inversiones oportunamente aplicadas a las etapas de exploración y estudios previos. Esta baja deberá ser computada para el impuesto a las ganancias en el ejercicio fiscal en el cual se configura dicha pérdida definitiva de derechos, salvo que existiera un dictamen técnico que sustente la falta de interés económico del área de un ejercicio precedente.

Cuando al estar el período exploratorio en curso, la empresa permisionaria opta por razones económicas, comerciales, de visión del negocio u otras, por finalizar su participación en el emprendimiento mediante la cesión de sus derechos a terceros que continuarán el proceso, la situación fiscal del proyecto es análoga a la de una compraventa. La citada cesión de derechos producirá un ingreso en la empresa cedente equivalente al precio obtenido por la cesión del permiso exploratorio, y al mismo tiempo dicho precio constituirá el costo de la inversión para la empresa cesionaria y continuadora de la exploración. Asimismo, dicho precio determinará la existencia de utilidades gravadas o pérdidas deducibles en la permisionaria originaria al comparar el valor residual del costo de adquisición determinado de acuerdo a las normas del impuesto contra el precio de venta.

4.2 Compensación de quebrantos fiscales.

Si la empresa fuese titular en el país de otros emprendimientos exploratorios o actividades de producción, la baja de activos con motivo del abandono de proyectos de exploración se integrará a los resultados netos del ejercicio inherentes al giro de su negocio, el cual indudablemente involucra tanto las tareas exploratorias como las de producción.

Aún así, teniendo en cuenta que los costos exploratorios de un área pueden computarse en cifras de decenas de millones de dólares, puede ocurrir que el abandono de una o más áreas exploratorias implique una baja impositiva de considerable valor en un ejercicio determinado, produciendo el consecuente quebranto fiscal de la empresa en el ejercicio.

Con referencia a los gastos de las industrias extractivas, las resoluciones del Congreso mundial de la International Fiscal Association (IFA) de 1978 celebrado en Sydney, Australia, enfatizaron que *“...los gastos peculiares de este tipo de actividad deberían ser deducidos totalmente de las ganancias gravadas, independientemente de cuándo ocurran”*³⁶.

En Argentina existe un período de traslación temporal de quebrantos (“carryforward”) de sólo cinco años. Otros países, en cambio, tienen períodos de traslación más prolongados e inclusive sistemas especiales de compensación de quebrantos para el caso de cierre de actividades. Como no resulta razonable que la economía del país receptor de inversiones exploratorias no contribuya a paliar las consecuencias económicas del emprendimiento que, si bien resultaron no exitosos, fueron oportunamente encarados para propender el desarrollo de los recursos naturales del país, otros países cuentan con normas tributarias que contemplan la situación de los negocios que concluyen en este sector. Esta situación es conocida en inglés como “closing down business” (cierre del negocio) y justifica tratamientos impositivos especiales en otras legislaciones fiscales. Entre ellas, el mecanismo de “carryback” que permite al contribuyente

³⁶ Resolución de la IFA Yearbook - 1978 - página 54 y análisis de la misma en la página 62 - Relator General del Tema: Patrick V. Mayes.

la reapertura de declaraciones juradas de períodos anteriores para ajustar sus resultados al quebranto sobreviviente por el cierre de la explotación³⁷.

En nuestro país, la imposibilidad o dificultad de compensación de los quebrantos por abandonos de áreas por el transcurso del plazo previsto en la ley para efectuarla, condena al contribuyente a un castigo fiscal, equivalente al 35% - alícuota del impuesto- sobre las inversiones dadas de baja, que se viene a sumar a los costos económicos naturales del fracaso del negocio. Esta realidad torna más gravosos los riesgos de la exploración en este caso y puede desincentivar iniciativas empresarias para realizar inversiones en este tipo de negocios.

A diferencia de otros países, la legislación tributaria argentina en materia del impuesto a las ganancias no contempla esta clase de cierre de negocios. La única norma especial al respecto la encontramos en los artículos 5 y 6 del decreto reglamentario de la ley del gravamen.

El artículo 5 establece que *“la cesación de negocios por venta, liquidación, permuta u otra causa, implica la terminación del ejercicio fiscal corriente y obliga a presentar dentro del plazo que establezca la Administración Federal de Ingresos Públicos ... una declaración jurada correspondiente al ejercicio así terminado”*.

Asimismo, el artículo 6 dice que *“las sociedades en liquidación, mientras no efectúen la distribución final, están sujetas a las disposiciones de la ley y este reglamento que les alcancen. Al hacerse la distribución definitiva de lo obtenido por la liquidación, serán de aplicación las normas establecidas en el artículo anterior”*.

³⁷ Entre los países con “carryback” general o en caso de cese de actividades de la empresa, pueden mencionarse: Francia, Alemania, Japón, Holanda, Corea del Sur, Nueva Zelanda (para ciertos gastos de cese de negocios petroleros únicamente), Noruega, Gran Bretaña, Estados Unidos de Norteamérica, etc. Fuente: International Fiscal Association (IFA) - 1998 - Congreso de Londres - Cahiers de Droit Fiscal internacional - Vol. LXXXIIIa - Tax Treatment of Corporate Losses.

Como puede apreciarse, se trata de disposiciones manifiestamente insuficientes para contemplar situaciones como las que hemos estado analizando.

Argentina no es totalmente ajena a situaciones de “carryback” de resultados impositivos como las que aplican otros países a los cierres de negocios. Efectivamente, desde antiguo existe en nuestra ley del tributo la disposición del artículo 18, inciso b), tercer párrafo, que refiriéndose a ganancias del trabajo personal (relación de dependencia, desempeño de cargos públicos, jubilaciones y pensiones) *“que como consecuencia de modificaciones retroactivas... se percibieran en un ejercicio fiscal y hubieran sido devengadas en ejercicios anteriores, podrán ser imputadas por su beneficiarios a los ejercicios fiscales a que correspondan”*. Es decir, el legislador ha sido sensible a situaciones que justifican dicha reapertura de las liquidaciones impositivas de ejercicios anteriores para permitir una más adecuada determinación de la obligación por el impuesto.

4.3 Costos generados por el abandono de la actividad.

Por otra parte, el abandono de pozos petroleros de producción involucra además costos para producir dicho abandono en condiciones técnicas y ambientales aceptadas por los marcos regulatorios respectivos. Se trata de un costo considerablemente elevado que deriva de requerimientos técnicos y ambientales, tales como el taponamiento seguro, tratamientos ambientales del área, piletones de almacenamiento y demás.

El abandono de pozos sin tomar las adecuadas medidas ecológicas produce un impacto ambiental localizado. Una adecuada práctica para el abandono de pozos, cuidadosa del recurso subterráneo y del medio ambiente, requiere aislar con tapones de cemento todas las formaciones permeables que hayan quedado

sin entubar y que se puedan definir como potenciales fuentes de agua dulce, hidrocarburos y vapor de agua, acorde a la información geológica y/o de perfiles o ensayos efectuados durante la perforación y terminación. Las condiciones mínimas de sellado definitivo implican colocar el menos dos tapones de cemento en función de la profundidad del pozo y amplitud del tramo punzado.

En la Argentina muy pocos pozos han recibido el tratamiento técnico adecuado que asegure el cierre ecológico de los mismos (la normativa técnica específica vigente en nuestro país es la Resolución N° 5/95 de la Secretaría de Energía de la Nación).

Como la legislación vigente responsabiliza a los **operadores** por el correcto abandono de los pozos, estos se verían obligados a enfrentar una importante inversión en este rubro.

4.4 Taponamiento de Pozos y restauración de sitios.

4.4.1 Tratamiento contable de la provisión por taponamiento de pozos.

Las normas contables aplicadas internacionalmente a esta industria autorizan durante la vida activa de los pozos de producción de una provisión equivalente al devengamiento anual de una porción del costo del abandono que irremisiblemente habrá de producirse a la finalización de la explotación. En el capítulo 5 desarrollaremos con mayor profundidad estas normas.

4.4.2 Tratamiento fiscal del taponamiento de pozos.

4.4.2.1 Legislación vigente en Argentina

El artículo 69 de la Ley 17.319 establece las obligaciones de permisionarios y concesionarios, y entre las cuales se encuentran:

- a) Adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos.
- b) Adoptar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia.
- c) Adoptar las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación.
- d) Cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables.

El **Decreto Ley 33.598** establece los pasos a seguir para el abandono de pozos.

Mediante la **Ley 24.543** se aprobó la Convención de las Naciones Unidas sobre el derecho del mar. En su artículo 60 trata sobre las islas artificiales, diciendo que su remoción debe ser realizada para mantener la seguridad de la navegación.

La **Resolución SE 5/95** establece las normas y procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburos.

4.4.3 Restauración de sitios

El concesionario tiene el derecho de hacer todas las inversiones necesarias para explotar los yacimientos, tales como construir plantas de tratamiento, etc., conforme a los artículos 27 y 35 de la Ley 17.319.

El concesionario esta obligado al desarrollo de toda la superficie de la concesión, compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento (artículo 31 de la mencionada ley). Esto significa que los derechos del concesionario a ocupar una determinada superficie no se extienden arbitrariamente hasta el momento en el cual termina el plazo de la concesión.

Una vez que desaparece la necesidad de explotar, se desvanece el derecho de ocupación y la superficie deber ser restituida al propietario.

Los propietarios cuentan con el derecho de exigir el levantamiento de las instalaciones innecesarias.

Resolución MOSP 145/71

Esta norma reglamenta la restitución de superficies ocupadas en las mismas condiciones de limpieza y nivelación en que las haya encontrado el permisionario.

4.4.4 Aspectos fiscales del abandono de pozos

El abandono de pozos y la restauración de sitios son gastos en los que debe incurrir el concesionario y como tales son necesarios para obtener, mantener y conserva la ganancia gravada. Bajo este concepto, de acuerdo al **artículo 80 de la**

Ley de Impuesto a las Ganancias, son gastos deducibles de las ganancias brutas gravadas.

Una vez que el pozo fue realizado, se genera la obligación de taponamiento o restauración de sitio en su caso, por lo que es un costo devengado. De acuerdo al **artículo 18 de la Ley de Impuesto a las ganancias, aplico el principio de lo devengado.**

La ley emplea el criterio de devengado, pero no lo define explícitamente, y esa carencia se trata de subsanar por medio de la teoría contable, la doctrina y la jurisprudencia. Así tenemos:

Menciona Reig³⁸ en su libro "Impuesto a las Ganancias" que el concepto tiene las siguientes características:

- 1) Requiere que se hayan producido los hechos sustanciales generadores del ingreso o gasto. El hecho sustancial es la apertura del pozo.
- 2) Requiere que el derecho al ingreso o compromiso de gasto no esté sujeto a condición que pueda hacerlo inexistente. Deviene de una obligación legal que no establece condición alguna que lo pueda volver inexistente (establecido en el Decreto Ley 33.508).
- 3) No requiere actual exigibilidad o determinación, ni fijación del término preciso para el pago; puede ser obligación a plazo y de monto no determinado.

³⁸ Enrique J. Reig. "Impuesto a las Ganancias". Undécima Edición. Año 2006. Editorial Macchi. Buenos Aires.

Asimismo Raimondi y Atchabahian³⁹ sostienen en su libro “El Impuesto a las Ganancias” que el concepto de devengamiento se basa en tres principios fundamentales:

- 1) Principio de causalidad, según el cual para la imputación del beneficio, o del gasto, se requiere la existencia de una causa eficiente.
- 2) Principio de Correlación, entre la imputación de la ganancia y gastos, a tenor del cual éstos se restarán de las ganancias que los han provocado y no de otros.
- 3) Principio de Valuación, de ganancias y gastos no determinados, el cual señala que, ignorándose al final de un ejercicio el monto exacto de un beneficio o un gasto devengado, debe estimárselo adecuadamente.

Se puede exponer brevemente la noción contable de devengado de la siguiente forma:

- a) Para asignar un ingreso a un período determinado, es necesario que el hecho sustancial que genera el resultado se haya producido dentro de ese período, que el ingreso resultante resulte medible con la mayor objetividad posible y que se haya ponderado prudentemente el riesgo inherente a la operación.
- b) Para atribuir costos a un ejercicio, se emplea el criterio de apareamiento entre gastos e ingresos, por lo que cuando un costo esté vinculado con un ingreso determinado, se debe imputar al período en que el ingreso es

³⁹ Carlos A. Raimondi y Adolfo Atchabahian. “Impuesto a las Ganancias”. Cuarta edición. Año 2007. Editorial La Ley. Buenos Aires.

reconocido, cuando no se pueda precisar lo anterior, se deberá vincularlo con algún período a efectos de su cómputo; para el resto de los casos se utiliza el criterio de imputar el costo al momento en que es conocido.

Si en la contabilidad de una empresa petrolera se refleja este criterio, se puede justificar que a efectos del impuesto a la ganancia sea un gasto deducible. Es menester considerar que en la causa “Industrias Plásticas D’Accord SRL” (TFN Sala A - 17/12/97) se consideró: *“Constituyendo las registraciones que surgen de los estados contables de la apelante el soporte técnico de la “contabilidad fiscal”, la consideración de ajustes al pasivo no reflejados en aquellos significa un apartamiento inmotivado de las normas que gobiernan la confección de los balances contables. Admitir lo contrario implicaría suponer que los balances certificados por contador público no reflejan la real situación económico-financiera de la sociedad ni su resultado final e importaría desconocer el principio general de derecho a través del cual nadie puede ir en contra de sus actos propios, resultando inadmisibile una conducta contradictoria.”*

Esta causa ha provocado gran impacto al contener afirmaciones que, literalmente consideradas, enfatizan la preeminencia del balance contable. Para profundizar el análisis, tratemos primero de entender la cuestión en debate.

De la lectura de los decisorios resultaría que un socio obtuvo un préstamo bancario y entregó a la Sociedad las sumas resultantes en calidad de préstamo sometido a una cláusula de ajuste. Al no efectuarse su devolución al socio acreedor, los mismos socios aceptaron convertirlo en aporte para futuros aumentos de capital. Por tal razón fue clasificado contablemente dentro del patrimonio neto y su valor fue actualizado anualmente con cargo, suponemos, a

una cuenta patrimonial y no de resultados. A pesar de su consideración contable como aporte actualizado dentro de las cuentas representativas del patrimonio social, a fin de practicar el ajuste por inflación impositivo debió computarlo como pasivo al no haber iniciado los trámites de capitalización dentro de los 180 días de haber formalizado el compromiso ya que así lo disponía la normativa vigente en la época. Vale recordar que, en la técnica del ajuste por inflación, los pasivos existentes al inicio del ejercicio generaban una ganancia que compensaba la deducción de los intereses devengados, si estos existían.

Al practicar la determinación del impuesto a las ganancias, la Sociedad dedujo las actualizaciones sobre la partida en cuestión y el Fisco rechazó la deducción pretendida.

Sometida a los jueces la controversia, el Tribunal Fiscal convalidó el criterio fiscal. Entendió el Tribunal que la mera consideración como pasivo de la partida, por aplicación de la norma reglamentaria que, frente al ajuste por inflación impositivo y ante la falta de capitalización dentro de los plazos previstos, así lo establecía, no autoriza el cómputo de las actualizaciones sobre ella ya que, **el hecho de no haber sido consideradas contablemente, era suficiente para desestimar la pretensión de la contribuyente ante la falta de “autonomía de la contabilidad fiscal”.**

Es indiscutible que la consideración como pasivo por la falta de capitalización oportuna solo le da ese carácter frente al ajuste por inflación. Pero ello es insuficiente para sostener la aplicación del resto de las consecuencias que habitualmente generan los pasivos (deducción de intereses, actualizaciones, diferencias de cambio o gastos vinculados). Por ello, habida cuenta que la ley del tributo solo admite la deducción de actualizaciones de *deudas* (Art. 81º, inciso a) solo si se trataba de una deuda cabría la deducción pretendida.

Esta sentencia fue confirmada por la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, Sala II, fallo de fecha 6/07/2000.

En el mismo sentido, se expidió la Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal Sala V, fallo de fecha 12/12/2004, en la causa "Inversora Nihuiles S.A." al considerar que "*...las registraciones contables que surgen de los estados contables de la sociedad constituyen el soporte técnico de la contabilidad fiscal...*".

En resumen, **no existe una total autonomía en la "contabilidad fiscal"**, ya que para las liquidaciones impositivas debe partirse del resultado del balance comercial. No se puede optar en los balances impositivos por un método distinto del seguido en la contabilidad, y ante la ausencia de una definición del concepto en la ley, entendemos que se puede aplicar el concepto de lo devengado con el mismo alcance que se hace en la contabilidad.

Análisis de la normativa específica.

Como se explicara en el capítulo de “legislación vigente”, en el caso particular de la actividad de explotación de hidrocarburos en materia de abandono de pozos la normativa aplicable es el Reglamento para Exploraciones y Explotaciones de Yacimientos Petrolíferos, aprobado por Decreto Ley 33.508 de fecha 28/12/1933 y la Resolución 5/95 de la Secretaría de Energía.

Según la normativa mencionada **es obligación** de los concesionarios ejecutar todos los trabajos necesarios antes de abandonar un pozo y a tal efecto cada año se debe presentar el programa de trabajos y determinar el tipo de abandono a efectuar.

En virtud de lo expresado, se está en presencia de una obligación legal y por ende cierta y perfectamente determinable en su monto, que va devengándose todos los años en función de la curva de producción.

El Tribunal Fiscal de la Nación, Sala A, en el fallo de fecha 28/11/2000, recaído en la causa “Laboratorios Motter S.R.L.” se dictaminó *“...que los resultados (ingresos y gastos) deben computarse cuando la operación que los origina queda perfeccionada considerando la legislación o prácticas comerciales y la ponderación fundada de los riesgos inherentes. Así resulta que una “renta” es atribuible conforme el criterio de lo devengado cuando se hayan producido los actos, actividades o hechos sustanciales que lo generan, aunque no sean exigibles al momento de su medición y en tanto se verifiquen parámetros objetivos esenciales y no meramente formales y seguridad en la concreción del ingreso. Es decir, debe tratarse de un derecho cierto no sujeto a condición que pueda tornarlo carente de virtualidad, dado que mientras la condición no se haya cumplido, no existirá derecho cierto por una suma determinada; recién cuando se cumpla la misma, habrá un rédito devengado”*.

El fallo recepta las características mencionadas por la doctrina y la teoría contable respecto del concepto de lo devengado, y las cuales se encuentran presente, como se señaló en los párrafos precedentes, en materia de taponamiento de pozos.

Estamos en presencia de recursos no renovables, que se extinguen con su explotación, por eso, el taponamiento de pozos, es parte importante de la actividad desarrollada, tan importante, que está regulada por un Decreto Ley y una Resolución de la Autoridad de Aplicación, los cuales establecen la obligación y las especificaciones técnicas que deben tener las obras de taponamiento, no está librado a la voluntad del concesionario ni se puede hacer de la forma que éste quiera, se debe hacer según la forma reglada y en el momento establecido. La actividad de explotación de hidrocarburos se inicia con la perforación del pozo y se termina con los trabajos de abandono del mismo. Entonces es lógico y razonable sostener que es un gasto necesario para obtener, mantener y conservar las ganancias gravadas y debe estar “apareado” con los ingresos, porque caso contrario, se llegaría al absurdo de que cuando no haya ingresos, por agotamiento de la fuente, se debiera soportar el costo por abandono de pozos, gasto que se tornaría irrecuperable y redundaría en un beneficio indebido para el fisco.

La afirmación vertida en el párrafo anterior se puede demostrar con un simple ejemplo, supongamos que una empresa obtiene la concesión de un área (fuente productora), perfora 10 pozos, las reservas desarrolladas y probadas ascienden a 50.000 m³, la producción anual es de 10.000 m³ y el costo de abandono de los 10 pozos asciende a \$ 40.000.

Además supongamos que el precio de venta es de \$10 el m³ y el costo de producción (incluyendo regalías y amortización) es de \$ 3 el m³. Estas condiciones a los efectos del análisis se mantienen constantes durante 5 años.

En cada uno de los años tendríamos la siguiente situación:

	Criterio Propuesto	Criterio Propuesto	Criterio según el Fisco (*)	Criterio según el Fisco (*)
Períodos	Año 1 a 5	Año 6	Año 1 a 5	Año 6
Ingresos	100.000	-	100.000	-
Costos	30.000	-	30.000	-
Utilidad Bruta	70.000	-	70.000	-
Costo por Abandono	8.000	-	-	40.000
Utilidad Neta	62.000	-	70.000	-40.000
Impuesto	21.700	-	24.500	0
Quebranto Fiscal	-	-	-	40.000

(*) Una empresa Argentina, hoy en día mantiene una discusión con el fisco relacionada con la provisión por abandono de pozos. La causa está en etapa administrativa, en el Tribunal Fiscal de la Nación, pero aún no tiene sentencia. El criterio del fisco es contrario a todo lo descrito anteriormente, pues considera que la empresa petrolera no puede deducirse el cargo por incremento de la provisión por taponamiento de pozos, en virtud de no encontrarse efectivamente devengado el gasto, y con fundamento en el artículo 18 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

La presunta omisión obedece a que la Administración sostiene un criterio interpretativo distinto respecto de la aplicación del método de lo devengado, considerando que no se ha producido el devengado del gasto hasta tanto el mismo no se haya incurrido.

El resumen del período de explotación sería el siguiente:

- Impuesto abonado según el criterio propuesto: 108.500
- Impuesto abonado según el criterio pretendido por el fisco: 122.500
- Quebranto fiscal según el criterio propuesto: -
- Quebranto fiscal según el criterio pretendido por el fisco: 40.000

Al finalizar la explotación y efectuarse en ese momento el taponamiento de los pozos no habría ingresos atribuibles a ese costo, vale decir, si el costo o gasto está vinculado con un ingreso determinado debe ser imputado al período en que el ingreso es reconocido, caso contrario, el quebranto no sería recuperable y se habría pagado impuesto en exceso por \$ 14.000.

Aunque el ejemplo se trate de una simplificación, pero adecuada, porque se está debatiendo una cuestión conceptual como ser, la aplicación del método de lo devengado, que en criterio de la División Determinaciones de Oficio que intervino en la causa mencionada se **tornaría inexistente en materia fiscal** al manifestar *“...los mismos no serán deducibles impositivamente hasta aquel momento en que efectivamente se produzcan, lo cual, lógicamente ocurrirá cuando se proceda al taponamiento de los pozos, ya sea en forma temporaria o definitiva,”* (Folio 4 corrida de vista de la determinación de oficio practicada). Es decir, el gasto sería deducible cuando se incurra, sentando un criterio interpretativo del concepto de lo devengado –obviamente aplicable a todos aquellos casos que se encuentren en análogas circunstancias-, que en los hechos daría lugar a la necesaria constitución

de un sistema de deducción y reintegro al balance impositivo, carente de una específica regulación normativa, y en consecuencia, apartado del principio de legalidad.

Para abundar se puede mencionar que antiguamente la fórmula oficial de balances para sociedades anónimas distinguía las provisiones de las previsiones. Ello obligaba a diferenciar ambos conceptos: se aplicaba el de previsión cuando existiera incertidumbre de incurrir o no en el gasto, y se utilizaba la idea de provisión cuando los compromisos que habrían de hacer incurrir el gasto ya existían, aun cuando no fueran todavía exigibles a la empresa y su medición sólo resultase mediante estimaciones aproximadas.

En general, esta condición era considerada sutil y fue eliminada de las prácticas contables. La expresión previsión se mantiene para referirse a los riesgos contingentes y ha quedado suprimida la clasificación de provisiones, para unirlas a las deudas.

Las provisiones se constituyen para cubrir tanto gastos como pérdidas que, si se hubieran incurrido en el curso del ejercicio, habrían sido normalmente deducibles para determinar la utilidad del ejercicio.

Reitero, como puede apreciarse, la provisión por abandono de pozos cumple con los principios y características enunciados respecto del método de lo devengado por los prestigiosos autores mencionados y también con las prescripciones de la normativa contable vigente.

Por último, por todo lo aquí explicado se puede observar que el procedimiento de abandono de pozos no se encuentra sujeto a condición alguna, sino que es una

obligación que acontecerá inevitablemente cuya causa eficiente es la apertura del pozo.

Lo anterior, coincide plenamente con la postura fiscal sustentada en el Dictamen 47/76 en donde la DAJ sostuvo que:

“La suposición de que este rédito o ganancia se devenga solamente cuando se adquiere un derecho a su percepción parte de una premisa a nuestro entender falsa: la que necesariamente tiene que haber una relación jurídica con un tercero. Ello no es totalmente cierto. Por ejemplo, el crecimiento de la hacienda en los establecimientos ganaderos, o de las plantaciones forestales, de por sí no producen derecho a percibir suma alguna, pero se traducen en un mayor valor presunto de los animales, o de las plantaciones, que puede no llegar a concretarse en un ingreso en dinero porque el animal o la planta puede morir antes de su comercialización. Sin embargo, este crecimiento constituye un enriquecimiento que debe ser considerado en el balance impositivo del año fiscal en que tiene lugar, aumentando su valor en el inventario”.

De ahí, que aquél gasto aún cuando no se traduzca en un gasto efectivo, debe ser considerado en el balance impositivo del año fiscal en el que el mismo tiene lugar, disminuyendo su valor en el patrimonio.

En definitiva, de lo expuesto no se podrá sostener la inexistencia del devengamiento del gasto, toda vez que la causa del gasto ya se ha producido y no se encuentra sujeta a condición alguna.

Entendemos que la Administración no podría ni debería desconocer el criterio sustentado por el propio fisco en el dictamen 47/76, máxime cuando la Instrucción General N° 10/01 establece: *“Los criterios técnicos jurídicos emanados*

de las Notas Externas, Circulares e Instrucciones Generales, así como los que surjan de actos de asesoramiento originados en la Subdirección General de Legal y Técnica impositiva las Direcciones de asesoría Legal y de Asesoría Técnica, que de ella dependen, serán de estricta observancia para todas las dependencias del Organismo”.

Vale decir que si dicho costo es adecuadamente determinado o determinable al cierre de los ejercicios fiscales, nuestra opinión es que la porción del mismo que corresponde a su devengamiento podrá ser computada como gasto deducible impositivamente en cada ejercicio fiscal. Si así no se lo hiciera, la generación de la deducción por el costo del abandono en forma total en el año en que este último se produce podría generar, por el volumen cuantitativo del costo, quebrantos fiscales imposibles de recuperar si nos encontramos en el momento final de la actividad productiva de una empresa. De allí, las soluciones de “carryback” antes comentadas que utilizan otros países, y también otras soluciones especiales para el caso de costos de abandono⁴⁰.

En Argentina, los principios del impuesto a las ganancias establecen, para la tercera categoría de ganancias (utilidades empresarias), la deducción de los gastos por el **principio de lo devengado**. La deducción de los mismos se realiza con motivo de su afectación al giro del negocio por aplicación de los artículos 17, 80 y 87, inciso a), de la ley. En función de tales normas, las provisiones para gastos (de cálculo de monto cierto y determinado en el ejercicio en que se constituyen) son admitidas como deducciones en el balance impositivo. Basados en tales principios, la provisión para el costo del abandono de pozos podría ir siendo computada como deducción impositiva por las siguientes razones:

⁴⁰ Irlanda permite un “carryback” de tres años para todo el costo de abandono de pozos; Holanda admite la deducción de una provisión para desmantelamiento computable durante toda la vida de las reservas; en Noruega, el Estado reembolsa a las compañías el equivalente a la tasa del impuesto a la renta aplicada sobre los montos de los costos por desmantelamiento; Gran Bretaña permite la deducción de los costos por abandono y restauración de terrenos. Fuente: International Fiscal Association (IFA) – Oslo Congreso 2002 – Seminal H – Taxation of Energy Production and Distribution – IFA Yearbook 2002 – página 49.

1. Se trata de un costo que irremisiblemente habrá de ser incurrido.
2. La causa del devengamiento del gasto es la explotación del yacimiento.
3. Dicho costo se va generando como obligación de la empresa a lo largo de la explotación del yacimiento.
4. Existe una contraparte con derechos adquiridos contra la obligación de la empresa de acondicionar los pozos que se abandonan: el Estado concedente.
5. El costo del abandono es de monto determinado o determinable técnicamente al cierre de cada ejercicio fiscal.
6. Si hubiera diferencias con el costo final determinado al momento del abandono, las mismas podrán ser ajustadas en dicho momento.

5. Tratamiento contable de la actividad.

5.1 Métodos de contabilización de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos - US GAAP⁴¹

Considerando el vacío normativo en nuestro país en lo que respecta a contabilidad petrolera, debemos remitirnos a las normas contables existentes en otros grupos normativos. Dentro de US GAAP, el FAS⁴² 19 plantea la utilización de 2 métodos contables:

5.1.1 Método del esfuerzo exitoso (Successful Efforts - SE)

Costo de adquisición: la activación del costo de adquisición en este método depende de un factor, que se encuentren o no reservas. Si se encuentran reservas, se denomina como activo probado, y el costo se amortiza de acuerdo a las unidades de producción. En este caso, el coeficiente de amortización se determina considerando la producción del período sobre las reservas probadas totales al inicio de dicho período para cada unidad generadora de efectivo. En caso de no encontrarse reservas, estamos bajo el concepto de un activo no probado, por lo que el costo activado se carga a resultado en el momento en que se determina que no existen reservas que permitan recuperar la inversión realizada.

Costos de exploración: en esta clasificación de costos, debemos distinguir dos grandes grupos, los costos denominados G&G (geología y geofísica) y los costos de perforación. Los primeros, son cargados siempre a resultados, mientras que los segundos se pueden capitalizar en caso de encontrarse reservas, y se amortiza

⁴¹ GAAP: General Accounting Accepted Principles

⁴² Financial Accounting Standard

mediante el método de unidades producidas, determinando el coeficiente en función a la producción del período y a las reservas probadas desarrolladas al inicio de cada período para cada unidad generadora de efectivo. Si de la perforación del pozo surgiera que el mismo es seco (es decir, que no ha llegado a un yacimiento con reservas de hidrocarburos), los costos de esta clase se contabilizan en resultados.

Costos de delineación: dentro de los costos de delineación, al igual que en los costos de exploración, existen costos G&G y costos de perforación. El tratamiento contable es el explicado en el capítulo 3.

Costos de desarrollo: en esta clase de costos, todos los gastos incurridos son activados y amortizados por las unidades producidas.

Costos de producción: estos gastos, son cargados siempre a resultados, sin importar que se encuentren o no reservas.

5.1.2 Método del esfuerzo total (Full Cost - FC)

En este método, si las reservas son probadas, los costos de adquisición, de exploración y de delineación se activan, y se van cargando a resultados mediante el sistema de amortización por unidades producidas. En el caso de este método, el coeficiente de amortización se determina a nivel país considerando la producción y las reservas probadas totales de todas las áreas o yacimientos dentro de un país en su conjunto. La unidad generadora de efectivo considerada es el país. Si las reservas que se encontrasen son no probadas, todos estos costos se cargan directamente a resultados.

5.1.3 Métodos de contabilización de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos - NIIF⁴³

La Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) N° 6⁴⁴ versa sobre la exploración y evaluación de recursos minerales. Si bien esta norma no es tan detallada como la normativa norteamericana, plantea un método mas libre para la contabilización, bastante similar al método de “esfuerzos exitosos”.

Esta norma establece que elementos del costo se reconocerán como activos para exploración y evaluación. A modo de ejemplo menciona algunos desembolsos que podrían incluirse en la medición inicial de los activos para exploración y evaluación y aclara que la lista no es exhaustiva. Entre ellos podemos mencionar los siguientes:

- adquisición de derechos de exploración,
- estudios topográficos, geológicos, geoquímicas y geofísicos,
- perforaciones exploratorias,
- excavaciones de zanjas y trincheras,
- toma de muestra, y
- actividades relacionadas con la evaluación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral.

Los ejemplos enunciados en esta norma no difieren de los gastos capitalizables que disponen la resolución 2.165 y la circular 1.079.

⁴³ Normas Internacionales de Información Financiera

⁴⁴ La NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales* fue emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad en diciembre de 2004.

La NIIF 6 ha sido modificada por los siguientes pronunciamientos:

- Modificaciones a la NIIF 1 y a la NIIF 6 (emitida en junio de 2005)
- NIIF 8 *Segmentos de Operación* (emitida en noviembre de 2006)

5.2 Clasificación de activos para exploración y evaluación

La norma NIIF N° 6 establece que activos deben ser tratados como intangibles y cuáles como tangibles. En la primera clase de activos incluye a los derechos de exploración y perforación, mientras que en la segunda clase de activos enuncia a los bienes muebles e inmuebles.

Además establece que un activo para exploración y evaluación dejará de ser clasificado como tal cuando la fiabilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral sean demostrables. Antes de proceder a la reclasificación, se evaluará el deterioro de los activos para exploración y evaluación, debiéndose reconocer cualquier pérdida por deterioro de su valor. Por lo tanto, si el yacimiento no es declarado comercialmente viable, el activo será imputado a pérdida del ejercicio.

5.3 Deterioro de valor

Uno o más de los siguientes hechos y circunstancias indican que la entidad debería comprobar el deterioro del valor de los activos para exploración y evaluación:

- 1) El término durante el que la entidad tiene el derecho a explorar en un área específica ha expirado durante el período, o lo hará en un futuro cercano, y no se espera que sea renovado.
- 2) La exploración y evaluación de recursos minerales en un área específica no han conducido al descubrimiento de cantidades comercialmente

viales de recursos minerales, y la entidad ha decidido interrumpir dichas actividades en la misma.

- 3) Existen datos suficientes para indicar que, aunque es probable que se produzca un desarrollo en un área determinada, resulta improbable que el importe en libros del activo para exploración y evaluación pueda ser recuperado por completo a través del desarrollo exitoso o a través de su venta.

En cualquiera de estos casos, o en casos similares, la entidad comprobará el deterioro del valor de acuerdo con la Norma Internacional Contable (NIC) N° 36 - Deterioro de valor de los activos fijos. Cualquier pérdida por deterioro se reconocerá como un gasto de acuerdo con la NIC 36.

La norma contable tiene un tratamiento muy distinto al fiscal en este punto. Si analizamos lo que al respecto enuncia la NIIF 6 sobre este tema en particular “reconocimiento y medición del deterioro”, podemos observar que si en un yacimiento que se encuentra en desarrollo, uno de sus pozos es declarado seco, la norma lo habilita a revertir el valor residual del activo (en este caso el pozo seco) e imputarlo a pérdida en el ejercicio en que este hecho ocurra.

En cambio, el tratamiento impositivo difiere del contable. De acuerdo a la circular 1.079 cuando se determine la imposibilidad de la explotación económica, el costo de los bienes comprendidos deberá imputarse a gasto impositivo. Si no se produce la devolución total o parcial del área, la cual debe estar aprobada por la Secretaría de Energía, el pozo declarado técnicamente seco no podrá deducirse como gasto en el Balance Fiscal. Mientras el área (yacimiento) se comercialmente viable, el pozo declarado seco deberá amortizarse de acuerdo a las unidades de

producción del yacimiento, considerando para esta amortización la producción del período y las reservas probadas desarrolladas al inicio del mismo.

A raíz de este análisis, nos surge la siguiente pregunta: ¿Cuál es el tratamiento impositivo de un pozo declarado técnicamente seco, el cual ha sido taponado de acuerdo a las exigencias de la secretaría de energía? Entendemos que en este caso podemos imputar el valor residual del pozo seco a pérdida en el Balance Fiscal, siempre y cuando el pozo haya sido taponado de acuerdo a las normas de la SE y se haya comunicado a la misma cumpliendo con las formalidades necesarias. De ser así, el fisco no podría argumentar que no es un gasto cierto (el pozo efectivamente ha sido taponado) y que existe alguna posibilidad de que ese pozo en particular genere renta gravada en el futuro ya que existe un abandono definitivo del pozo seco.

La norma contable NIIF N° 6 establece que *“una entidad establecerá una política contable para asignar los activos para exploración y evaluación a unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo, con la finalidad de comprobar si tales activos han sufrido un deterioro en su valor. Ninguna unidad generadora de efectivo, o grupo de unidades a las que se impute un activo de exploración y evaluación podrá ser mayor que un segmento de operación determinado de acuerdo con la NIIF 8 Segmentos de Operación”*.

La empresa evaluará el deterioro del valor de los activos para exploración cuando los hechos y circunstancias sugieran que el importe en libros de un activo de exploración y evaluación puede superar a su importe recuperable.

Esta norma entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2006.

En el apéndice A se establecen las definiciones de términos. La norma aclara que cuando habla de exploración y evaluación de recursos minerales, se está refiriendo a la búsqueda de recursos minerales, incluyendo minerales, petróleo, gas natural y recursos similares no renovables, realizada una vez que la entidad ha obtenido derechos legales para explorar en un área determinada, así como la determinación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de recursos minerales.

5.4 Cambios en Pasivos Existentes por Retiro del Servicio, Restauración y Similares.

Dado que las normas contables locales no hacen referencia al mencionado tema, para evaluar el tratamiento contable de los pasivos por abandono y taponamiento de pozos e instalaciones productivas debemos remitirnos a las normas contables existentes. Las normas contables internacionales tratan este tema en la NIC N° 37 - Provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes y la interpretación CINIIF N° 1 mientras que las normas contables americanas (US GAAP) lo hacen a través del Statement of Financial Accounting Standards N° 143 - Contabilización de Obligaciones de Retiro de Activos (SFAS 143).

5.4.1 Interpretación CINIIF N° 1⁴⁵

La interpretación CINIIF N° 1 denomina a la obligación de dismantelar, retirar y restaurar elementos de sus propiedades, planta y equipo como “pasivos por retiro del servicio, restauración y similares”. Según la NIC N°16 -Propiedades,

⁴⁵ La entrada en vigencia de la Interpretación es a partir de los cierres anuales que comiencen el 1 de septiembre de 2004.

Planta y Equipo, en el costo de un elemento de propiedades, planta y equipo se incluirá la estimación inicial de los costos de retiro del servicio y retirada del elemento y la restauración de lugar donde está situado, obligaciones en las que incurre la entidad ya sea cuando adquiere el elemento o a consecuencia de haberlo utilizado durante un determinado período, con propósitos distintos de la producción de inventarios. La NIC 37 contiene requerimientos sobre cómo medir los pasivos por retiro del servicio, restauración y similares. La antes mencionada Interpretación proporciona guías para contabilizar el efecto de los cambios en la medición de pasivos por retiros del servicio, restauración y similares.

5.4.2 Contabilización de los cambios en la medición de un pasivo existente por retiro, restauración y similares.

Existen dos modelos para contabilizar el pasivo, el del costo y el de revaluación.

El importe depreciable ajustado del activo, se depreciará a lo largo de su vida útil. Por lo tanto, una vez que el activo correspondiente hay alcanzado el final de su vida útil, todos los cambios posteriores en el pasivo se reconocerán en el resultado del período a medida que ocurran. Esto se aplicará tanto para el modelo de costo como para el modelo de revaluación.

La reversión periódica del descuento se reconocerá en resultados como un gasto financiero, a medida que se produzca. El tratamiento alternativo permitido de capitalización, que figura en la NIC N° 23 - Costos de préstamos, no será de aplicación en este caso.

5.4.3 Comparación con los US GAAP.

Al alcanzar el acuerdo, el CINIIF consideró el enfoque de los US GAAP en las SFAS 143. Según la norma, los cambios en los flujos de efectivo estimados se capitalizan como parte de los costos del activo y se deprecian prospectivamente, pero no se requiere que la obligación por retiro del servicio se revise para reflejar el efecto de un cambio en la tasa de descuento actual basada en el mercado.

El tratamiento de los cambios en las estimaciones de los flujos de efectivo requerido por esta Interpretación es coherente con los US GAAP. El CINIIF coincidió dado que la NIC N° 37 requiere que la obligación por retiro del servicio refleje el efecto de un cambio en la tasa de descuento actual basada en el mercado, en que no era posible ignorar los cambios en la tasa de descuento. Además, la SFAS 143 no trata los cambios en los flujos de efectivo y tasas de descuento de la misma forma, lo que el CINIIF ha considerado importante.

Luego de la medición inicial del pasivo, la SFAS 143 obliga al análisis del pasivo. Si la nueva medición produjera un cambio en el pasivo por el paso del tiempo, la diferencia se imputará directamente a resultado operativo del ejercicio. Si en cambio, de acuerdo a la revisión de las estimaciones originales, existiese un incremento (disminución) del pasivo y costo capitalizado, los incrementos deberán descontarse a la tasa corriente, mientras que las disminuciones a la tasa original. Una vez revisado el valor del pasivo, se deprecia el activo aplicando las unidades de producción utilizadas para depreciar los bienes de uso.

De acuerdo a las NIIF la **única diferencia radica** en que los cambios en la tasa de descuento se tratan como un cambio más en la estimación, por lo tanto aumenta o disminuye el activo y el pasivo en el momento en que se produce. O sea que el

cambio de la tasa se acepta como un cambio de criterio y se cambia para todos los períodos.

Si el cambio en el pasivo se debiera al paso del tiempo, la diferencia con la medición original debe registrarse como un resultado operativo o financiero del período. En cambio si de la revisión de las mediciones originales, surgen cambios en el costo, timing o en las tasas, el incremento (disminución) del pasivo y costo capitalizado como bien de uso deberá descontarse a la tasa vigente. Una vez analizado el pasivo se deprecia el activo aplicando las unidades de producción utilizadas para depreciar los bienes de uso.

6. Legislación comparada. Impuesto a la Renta en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en otros países.

6.1 Análisis de la actividad petrolera en Perú.

Las actividades de hidrocarburos en el Perú están reguladas bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos⁴⁶ (en adelante, la LOH). Dicha norma regula una serie de actividades: exploración y/o explotación de hidrocarburos; transporte de hidrocarburos por ductos; almacenamiento; refinación y procesamiento; comercialización, transporte y distribución; y distribución de gas natural por ductos.

Las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos son comúnmente denominadas como actividades de upstream, mientras que al resto se les denominan actividades de downstream.

Como se explicará más adelante, las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos sólo pueden llevarse a cabo al amparo de un Contrato de Licencia o de Servicios suscrito con Perupetro S.A., que es una empresa estatal de derecho privado, regida por la Ley General de Sociedades y creada en 1993 por la LOH.

Su objeto comprende entre otros promover la inversión en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, negociar y suscribir los contratos petroleros en nombre del Estado Peruano y ejercer la supervisión de dichos contratos, además, de administrar la renta petrolera.

Los mencionados contratos constituyen un instrumento de política petrolera que asume el país, en los cuales se determina entre otros tal repartición de ingresos,

⁴⁶ Ley N° 26.221 publicada el 20 de agosto de 1993.

definitivamente dentro de un marco legal constituido por la LOH y las normas correspondientes a los conceptos que conforma la participación del Estado en dicha riqueza. Principalmente nos estamos refiriendo a las regalías o participaciones en la producción de hidrocarburos y por el cobro de impuestos, específicamente el Impuesto a la Renta.

El objetivo del presente artículo es explicar las normas especiales que contiene la LOH respecto del Impuesto a la Renta. Previamente desarrollaremos el marco regulatorio para entender mejor el escenario sobre el cual se establece el reparto de la renta petrolera. Cabe destacar que en el análisis de las normas especiales relativas al Impuesto a la Renta se incluirá una explicación general acerca del beneficio de la garantía de estabilidad impositiva.

6.1.1 Marco regulatorio.

Un concepto básico para entender la regulación establecida en Perú respecto de los hidrocarburos, consiste en entender que estamos ante un negocio que se puede desarrollar en cualquier parte del mundo, es decir, una especie de negocio mundial, que demanda una significativa inversión para poder desarrollarlo, que es de larga maduración y sobretodo expuesto a diversos riesgos que van desde el riesgo exploratorio hasta riesgos comerciales (como por ejemplo el hecho mismo que no existe control sobre el precio de venta de los hidrocarburos pues como commodities están sujetos a cotizaciones internacionales).

Por ello, resulta importante para su desarrollo que exista una línea definida en cuanto a la política de estado que se desea seguir y atendiendo a que la actividad petrolera supone la explotación de recursos naturales agotables. Entonces, podríamos decir que se trata de un negocio en donde se presenta entre otros lo siguiente:

- Alto riesgo de incurrir en inversiones sin resultados positivos.
- Riesgo comercial incrementado por los inconvenientes logísticos y el largo período de maduración.
- Inestabilidad de los precios.
- Políticas medioambientales cada vez más rigurosas
- Tensiones en las relaciones con las comunidades indígenas; y,
- Riesgo político.

Para países como Perú, que no es propiamente un país petrolero, resulta importante promocionar este tipo de actividades no sólo por la generación de la renta petrolera, pago de impuestos y creación de puestos de trabajo sino también como parte de su plan de desarrollo a fin de mejorar su balanza comercial de hidrocarburos y ser una economía atractiva para los inversionistas del exterior.

Hasta antes de la entrada en vigencia de la LOH, Petroperú tenía el monopolio de las actividades de refinación, transporte, petroquímica básica y comercialización mayorista. En el caso de las actividades de exploración y explotación, las mismas eran compartidas con empresas privadas a través de contratos petroleros, cuyas características podían ser de un contrato de operación o un contrato de servicios, conforme se regulaba por los Decretos Leyes Nos. 22.774 y 22.775.

La LOH se aprueba con el objetivo esencial de promover el desarrollo de las actividades de hidrocarburos en el país sobre la base de la libre competencia, bajo los siguientes lineamientos:

- Los hidrocarburos “in situ” son de propiedad del Estado Peruano.
- El Estado otorga el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos a Perupetro S.A., a fin de que dicha entidad pueda suscribir los contratos de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos.
- El derecho de propiedad de Perupetro S.A. sobre los hidrocarburos extraídos, será transferido a los licenciatarios al celebrarse los contratos de licencia.

Ahora bien, no cualquier persona o empresa puede ser un contratista petrolero, existe una serie de requisitos que debe cumplir antes de ser calificado como tal. Se evalúa capacidad técnica, legal, económica y financiera. La calificación se otorga por cada contrato a nivel de casa matriz.

Los contratistas podrán ser personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. En el caso de que fueran personas jurídicas extranjeras, deberán establecer una sucursal o una sociedad en el país.

Es importante saber que la LOH permite que varias empresas integren el contratista, es decir, que se asocien para celebrar el contrato, formando consorcios, joint ventures u otras formas de colaboración empresarial. En tales casos, todas ellas serán solidariamente responsables ante Perupetro S.A. por las obligaciones contractuales, salvo respecto de las responsabilidades contable y

tributaria, en las cuales se indica que serán asumidas de manera individual. En estos casos, uno de los partícipes será designado como Operador de la operación.

La LOH establece dos modalidades contractuales: los contratos de licencia o de servicios.

El Contrato de Licencia, es aquel mediante el cual el Contratista tiene la autorización de explorar y explotar o explotar hidrocarburos en el área de contrato. Perupetro S.A. le transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos a cambio del pago de una regalía.

El Contrato de Servicios, es aquel mediante el cual el Contratista lleva a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos en el área de contrato, recibiendo a cambio una retribución. La retribución será determinada en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos. El contratista puede acordar que la retribución sea pagada en especie, caso en el cual podrá acceder a la propiedad de los hidrocarburos extraídos.

A la fecha existen 89 contratos suscritos: 19 son de explotación y 70 están en fase de exploración.

Los contratos contemplan dos fases (exploración y explotación), salvo que sea uno de explotación.

La fase de exploración dura 7 años, pudiendo extenderse 3 años más. Mientras que el contrato en sí mismo tiene como plazo máximo de: (i) 30 años tratándose de petróleo (incluye en dicho plazo el de exploración); o, (ii) 40 años tratándose de gas natural y condensados.

Cabe indicar que la LOH establece que los contratos serán suscritos por Perupetro S.A. previa autorización por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

6.1.2 Estabilidad tributaria e Impuesto a la Renta

Preliminarmente debemos indicar que estamos ante un marco **tributario especial**, atendiendo a lo comentado en los puntos anteriores, por lo que los principios generales de la legislación común muchas veces no son aplicables. Por ello, es importante tener presente las disposiciones tributarias de la LOH, el Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la LOH, aprobado por Decreto Supremo N° 032-95-EF, la cláusula novena de los Contratos de Licencia o de Servicios y el Manual de Procedimientos Contables de cada contrato.

6.1.3 Aproximación a la estabilidad tributaria concedida por la LOH

De acuerdo con el artículo 63° de la LOH, *“el Estado garantiza a los contratistas que los regímenes cambiarios y tributarios vigentes a la fecha de celebración del Contrato, permanecerán inalterables durante la vigencia del mismo, para efectos de cada Contrato”*.

De esta manera, conforme a la norma expuesta, el legislador otorga el beneficio de estabilidad tributaria para toda aquella empresa o persona natural que suscriba un contrato petrolero en atención a que los montos de inversión son considerables y se evita que el proyecto esté sometido a los riesgos que implican cambios en el sistema tributario del país.

En otras palabras, **el régimen impositivo vigente a la fecha de suscripción del Contrato permanecerá inalterable durante el desarrollo del proyecto**, con lo cual los cambios en las tasas de los impuestos, la derogación o modificación de los mismos, no tendrá repercusión para el proyecto.

Debemos tener presente, que la garantía de estabilidad no sirve para beneficiar al inversionista, toda vez que algunas veces puede resultar perjudicado económicamente, por ejemplo que la carga tributaria vigente para todos los contribuyentes sea menor que la se establece en el régimen de estabilidad.

A continuación analizaremos a quienes beneficia la estabilidad, que tributos, normas y actividades comprende.

➤ *A quienes beneficia:*

El beneficio de estabilidad recae en quien tiene la **condición de Contratista** respecto de determinado contrato petrolero. Es decir, más que al titular del contrato, la garantía de estabilidad sigue la suerte del contrato petrolero.

Un sujeto o empresa adquiere la condición de Contratista Petrolero en alguna de las siguientes situaciones:

- a) Al momento de suscribir un Contrato Petrolero; o
- b) Al momento de adquirir una participación en un Contrato, mediante la celebración de un Contrato de Cesión de Participación; o
- c) A través de un proceso de reorganización societaria; o,

d) Al momento de adecuar un contrato suscrito bajo la legislación anterior a la nueva LOH.

Estos casos operarán a partir de la firma de la respectiva escritura pública de suscripción o modificación del Contrato Petrolero, a excepción del caso referido en el punto c) debido a que corresponde a una decisión corporativa de la empresa contratista y se regula por lo establecido en la Ley General de Sociedades⁴⁷.

Adicionalmente, el beneficio también alcanza a los titulares, socios o accionistas del Contratista Petrolero **respecto de las rentas por dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades proveniente de los resultados del contrato petrolero.**

Otro punto a para tener en cuenta es que a partir del año 2003 los dividendos pasan a ser gravados con el Impuesto a la Renta con una tasa impositiva de 4.1%. En consecuencia, los contratos petroleros suscritos a partir de dicho año habrán estabilizado dicho gravamen.

➤ *A que tributo aplica:*

La Ley 27.343⁴⁸ aclaró que la garantía de estabilidad tributaria incluye únicamente a los impuestos, agregando que no serán de aplicación los impuestos que se creen con posterioridad a la suscripción del contrato correspondiente.

⁴⁷ Ley 26.687 (05/12/1997)

⁴⁸ Publicada el 06 de septiembre de 2000.

Esta aclaración resultó importante, ya que inicialmente había una duda en el mercado en cuanto al alcance del beneficio de estabilidad, que estaba generado principalmente por una mala técnica legislativa.

En efecto, como hemos indicado, el artículo 63º de la LOH al otorgar el beneficio bajo estudio hace referencia a “régimen tributario”. El artículo 4º del Reglamento⁴⁹ establece que mediante la Garantía de Estabilidad Tributaria, el Contratista quedará sujeto únicamente al “régimen impositivo” vigente a la fecha de suscripción del Contrato, no siéndole de aplicación los “tributos” que se establezcan con posterioridad a dicha fecha, ni los cambios que se efectúen en el hecho generador de la obligación tributaria, la cuantía de los “tributos”, las exoneraciones, beneficios, incentivos e inafectaciones, con excepción de lo establecido en el Artículo 17⁵⁰.

Como se podrá apreciar, el hecho de que la LOH aluda a “régimen tributario” y luego que el Reglamento si bien hace referencia a “régimen impositivo” luego con deficiente técnica alude al término “tributos”, generando la existencia de dos posiciones. La primera que alegaba que la estabilidad comprendía a todos los tributos, es decir en sus tres especies: impuestos, tasas y contribuciones, conforme al Código Tributario Peruano. La segunda posición consistía en que sólo los impuestos formaban parte de la estabilidad.

⁴⁹ Aprobado por el Decreto Supremo N° 32-95-EF el 01 de marzo de 1995.

⁵⁰ **Artículo 17.-** La garantía de estabilidad tributaria a que se refiere el Artículo 63 de la Ley, con relación al Impuesto General a las Ventas, Impuesto Selectivo al Consumo, Impuesto de Promoción Municipal y a cualquier otro Impuesto al consumo, garantiza al contratista la naturaleza trasladable, así como el Régimen aplicable a las exportaciones y la exoneración a la importación a que se refiere el Artículo 56 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Asimismo, la garantía de estabilidad tributaria incluye al Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas, de acuerdo a las normas vigentes que la regulen en la fecha de suscripción del contrato" (*)

(*) Párrafo incluido por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 059-96-EF, publicado el 12 de mayo de 1996.

Al respecto vale la pena citar las reflexiones que en su oportunidad hiciera la Dra. Rosanna Brignetti: *“si tenemos en cuenta que las tasas y contribuciones son tributos vinculados, es decir tributos que se pagan por recibir un servicio o un beneficio del Estado (y que su monto se destina a cubrir el costo del servicio o la obra), parece ilógico o injusto sostener que si el Contratista deja de recibir el servicio o beneficio que justifica su cobro, deba seguir pagándolas solo porque estuvieron vigentes a la fecha de suscripción del Contrato. También parece ilógico o injusto que el Contratista se niegue a pagar tasas y contribuciones que no estaban vigentes a la fecha de suscripción del Contrato, si con posterioridad a dicha fecha ellas se crean y el Contratista recibe o pretende recibir los servicios o beneficios por los que a otros contribuyentes si se les cobra tales tributos”*. En virtud de ello, la autora concluía que *“las tasas y contribuciones no deberían considerarse estabilizadas, y que la estabilidad, como menciona el Reglamento, solo abarca a los impuestos”*.⁵¹

Ahora bien, justamente tratando el asunto de las contribuciones y tasas, nos permitimos hacer un paréntesis para comentar el caso de la Contribución al FONAVI⁵².

Resulta que surgió una interesante controversia a inicios de la presente década, entre la Administración Tributaria y aquellos Contratistas Petroleros, que habían asumido la posición de que la garantía de estabilidad tributaria abarcaba solo impuestos, ya que cuando el legislador sustituyó la Contribución al FONAVI por el Impuesto Extraordinario de Solidaridad, dejaron de tributar por el primero y también respecto del segundo por no serles aplicables por tratarse de un impuesto creado con posterioridad al régimen estabilizado.

⁵¹ Rosanna Brignetti. Revisión de la legislación tributaria aplicable a los contratos petroleros.

⁵² Mediante Ley N° 22.591 promulgada el 30/06/1979 se creó el Fondo Nacional de Vivienda -FONAVI- con la finalidad de satisfacer, en forma progresiva, la necesidad de vivienda de los trabajadores en función de sus ingresos y del grado de desarrollo económico y social del país; estableciendo una tasa a cargo de los empleadores sobre las remuneraciones que se abonen. Además, se considera la posibilidad de exoneración mediante Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Vivienda y Construcción, siempre que se acredite el cumplimiento de la obligación.

El asunto es que en diciembre 2000 se publica la Resolución N° 523-4-97 del Tribunal Fiscal, mediante la cual dicho colegiado estableció que la Contribución al FONAVI, en la parte a cargo del empleador, no era propiamente una contribución sino un impuesto, toda vez que se trataba de un tributo que gravaba la planilla sin que exista respecto del empleador actuación estatal alguna que le produzca un beneficio.

La Administración Tributaria mediante Informe N° 187-2002-SUNAT de fecha 26 de junio de 2002 señala que la denominada Contribución al FONAVI si se encuentra dentro del régimen de estabilidad tributaria a que se refiere el artículo 4 del Reglamento de la LOH.

De esta manera, la controversia se centró en si un cambio de interpretación respecto de la naturaleza jurídica de un tributo puede variar los alcances de la estabilidad afectando la seguridad jurídica y desnaturalizando la esencia misma del beneficio. Afortunadamente el Tribunal Fiscal hizo prevalecer la buena fe contractual y la defensa del principio de seguridad jurídica, por lo que concluyó que la Contribución al FONAVI no formaba parte del régimen estabilizado, en la Resolución N° 01380-1-2005.

Retornando a nuestro tema de análisis, simplemente queremos mencionar que los impuestos estabilizados son aquellos de cargo de la empresa contratista. Excepcionalmente la norma contempla también la extensión de la estabilidad al impuesto que grava los intereses de créditos del exterior cuando se cumplan los siguientes requisitos: (i) que el crédito sea pactado antes de la finalización de la fase de exploración o en los casos en que sea aplicable el Decreto Legislativo 818 antes del inicio de las operaciones de explotación comercial; y, (ii) en tanto el impuesto sea asumido por la empresa contratista.

Por último, cabe comentar también que la Ley 27.343 precisó que la estabilidad tributaria que se otorgaba respecto del Impuesto a la Renta, al amparo de la LOH y la Ley General de Minería, implicaba la estabilidad de la tasa vigente más dos puntos porcentuales. Como una especie de “prima” que se cobraba al inversionista por el hecho de que el Estado le concedía (la estabilidad tributaria respecto de dicho impuesto). Se exceptúa de esta disposición a los contratos de explotación de gas natural en tanto cuenta con un Decreto Supremo con el voto aprobatorio de la totalidad del Consejo de Ministros.

➤ *Que normas:*

Respecto de que normas se estabilizan, entendemos que son aquellas que influyen en la determinación y pago de los diversos impuestos aplicables a los contratistas petroleros, sin importar si corresponden a normas permanentes o temporales.

En el caso de las normas temporales, la estabilidad supone que las prorrogas o extensiones acerca de las mismas no resultan aplicables como consecuencia de la aplicación del beneficio de estabilidad.

No está prevista renuncias parciales o totales del régimen estabilizado, tampoco cabe pretender acogerse a una norma más beneficiosa, como contemplaban antes las normas sectoriales mineras.

➤ *Que actividades:*

En el primer párrafo del punto 1 del capítulo 6 habíamos comentado que la LOH regula una serie de actividades: exploración y/o explotación de hidrocarburos; transporte de hidrocarburos por ductos; almacenamiento; refinación y

procesamiento; comercialización, transporte y distribución; y distribución de gas natural por ductos.

En ese sentido el Reglamento de la LOH detalla una serie de actividades.

Actividades de Contrato, que serán aquellas relativas a la exploración y/o explotación de hidrocarburos.

El resto de actividades podrán constituir Actividades Complementarias o Actividades Relacionadas. Será el primer caso cuando tales actividades estén contempladas en el propio Contrato de Licencia o de Servicios como actividad complementaria, en cuyo caso formará parte de las actividades de contrato y gozará de todos los beneficios tributarios comprendidos en la LOH. En cambio, de no estar previstas en el contrato petrolero o de generar ingresos por servicios prestados a terceros, entonces constituirán Actividades Relacionadas. Como es previsible, este tipo de actividades no se somete a las reglas tributarias especiales de la LOH sino al régimen vigente (no estabilizado).

Otras Actividades, que será en aquellos casos en que el contratista petrolero realice adicionalmente actividades distintas a las previstas en la LOH.

6.1.4 Determinación del Impuesto a la Renta

La LOH exige al Contratista Petrolero a llevar estados financieros independientes por cada contrato, por cada una de las actividades relacionadas con petróleo, gas natural y condensado o actividades energéticas conexas así como por el conjunto

de “otras actividades”, sin perjuicio de que sean estados financieros consolidados.

Asimismo, la citada norma indica que el Impuesto a la Renta (base imponible y monto del impuesto) se determina por cada contrato y por cada una de las “actividades relacionadas”, así como por el conjunto de “otras actividades”. En consecuencia, el impuesto a pagar será el que resulte de sumar tales montos, sin perjuicio de compensar pérdidas entre actividades de contrato y actividades relacionadas. Es más no es posible compensar resultados de otras actividades con resultados de actividades de contrato o actividades relacionadas.

El legislador ha previsto reglas referidas a “gastos comunes” en aquellos casos de contratistas petroleros que tengan más de un contrato o realicen actividades relacionadas u otras actividades, en forma adicional a sus actividades de contrato.

En efecto, se ha establecido que “los ingresos, gastos amortizables e inversiones que no estén íntegramente relacionados con un contrato, alguna de las “actividades relacionadas” o las “otras actividades”, se consideran comunes y se imputan a cada una de ellas según los procedimientos de distribución previstos en el Manual de Procedimientos Contables”.

Para una mejor comprensión, veamos el siguiente ejemplo:

Imaginemos un contratista petrolero con dos contratos petroleros, uno suscrito en el año 1999 y el otro suscrito en el año 2004. Por cada contrato deberá determinar renta gravada o pérdida tributaria en función de las normas estabilizadas que rigen para contrato. Siguiendo con el ejemplo si en ambos

contratos el balance fiscal determina renta gravada las tasas del impuesto estabilizadas son de 30% y 32% respectivamente.

A partir de la entrada en vigencia de la Ley 27.343, por gozar del beneficio de estabilidad tributaria se impone una prima de dos puntos porcentuales adicionales en la tasa del Impuesto a la Renta.

Si además realiza Actividades Relacionadas y Otras Actividades en las cuales el resultado tributario será determinado conforme al régimen vigente en el año de la liquidación (recordemos que estas actividades no gozan del beneficio de estabilidad). En virtud de ello, consideremos que en ambos casos se determina pérdida tributaria.

Con los datos expuestos tendríamos que la determinación del Impuesto a la Renta sería de la siguiente manera:

Concesiones	Lote X (suscripto 10/7/1999)	Lote Y (suscripto 10/7/2004)	Actividad Relacionada	Otras Actividades
Resultado Contable	200	100	(50)	(100)
Adiciones	60	40	20	30
Deducciones	(30)	(30)	(10)	(10)
Renta Neta / Pérdida	230	110	(40)	(80)
Compensación		(40)	40	
Resultado	230	70	-	(80)

Neto				
Tasa del IR	30%	32%	30%	30%
IR a pagar	69	22	-	-

Este contratista petrolero pagara por Impuesto a la Renta la suma de los impuestos determinados por los Lotes X e Y, es decir, 91. Y tendrá un quebranto trasladable por Otras Actividades para futuros ejercicios, considerando que el resultado de dicha actividad no se puede compensar con los resultados de actividades de contrato y de actividades relacionadas.

Las deducciones y adiciones en los Lotes X e Y se determinaran conforme a la legislación del Impuesto a la Renta estabilizada en cada contrato, mientras que en el caso de la actividad relacionada y otras actividades deberá utilizarse la legislación vigente para cada ejercicio fiscal para determinar la renta gravado o el quebrando impositivo.

Cabe mencionar que los sistemas de pagos a cuenta del Impuesto a la Renta también se estabilizan, por consiguiente, el legislador indica que los pagos a cuenta se calculan por cada contrato, por cada actividad relacionada y por el conjunto de otras actividades. En este caso, tendremos que el contratista petrolero aplicará un sistema de coeficientes respecto de sus ingresos correspondiente a actividades de contrato, mientras que respecto de sus ingresos por actividades relacionadas y otras actividades aplicarán el sistema del dos por ciento.

6.1.5 Tratamiento de las inversiones para efectos del Impuesto a la Renta

La LOH en su intención de atraer inversiones en las actividades de upstream propicia un marco normativo atractivo para el inversionista, estableciendo reglas especiales sobre las cuales no operan los criterios generales contenidos en la legislación común del Impuesto a la Renta. Veamos en que consiste dicho marco:

El artículo 53° de la LOH señala que “Los gastos de exploración y desarrollo así como las inversiones que realicen los Contratistas hasta la fecha en que se inicie la extracción comercial de Hidrocarburos, incluyendo el costo de los pozos, serán acumulados en una cuenta cuyo monto, a opción del Contratista y respecto de cada Contrato, se amortizará de acuerdo con cualesquiera de los dos métodos o procedimientos siguientes:

a) en base a la unidad de producción; o,

b) Mediante la amortización lineal, deduciéndolos en porciones iguales, durante un período no menor de cinco (5) ejercicios anuales”.

Luego indica que *“iniciada la extracción comercial se deducirá como gasto del ejercicio, todas las partidas correspondientes a egresos que no tengan valor de recuperación”* y que *“el desgaste que sufran los bienes depreciables se compensará mediante la deducción de castigos que se computarán anualmente, conforme al régimen común del Impuesto a la Renta a la fecha de suscripción de cada Contrato”.*

En tal sentido, podemos apreciar que la norma determina dos tipos de tratamientos tributarios distinto para las inversiones dependiendo de la oportunidad en que se realizan.

El primero referido a los **gastos de exploración y desarrollo** así como demás inversiones, **realizados con anterioridad a la fecha en que se inicie la extracción comercial de Hidrocarburos**, lo considera un “intangible” el cual se amortizara bajo cualquiera de los dos métodos previstos en la norma, que deberá estar identificado en el contrato petrolero (de licencia o de servicios).

En otras palabras, la norma permite considerar como intangible cualquier bien, independientemente cual sea su naturaleza, excepto a nuestro modo de ver del caso de los terrenos, pues estos propiamente no se desgastan y existe un antecedente en el caso de los contratos de arrendamiento financiero.

En definitiva, como se puede entrever el concepto de “depreciación” no existe respecto de las inversiones realizadas durante dicha etapa sino más bien de amortización.

No obstante, es importante notar que este intangible, a nuestro modo de ver no está formado por cualquier erogación sino aquella que constituya propiamente gasto de exploración, desarrollo o de inversión. Así, gastos de orden administrativo, entendemos que no se encuentra sometido a este tratamiento y no teniendo norma especial en la LOH se someterán a los criterios generales del Impuesto a la Renta.

El segundo se refiere a los **desembolsos incurridos después de iniciada la extracción comercial** (la puesta en producción del lote petrolero), en la cual podemos distinguir hasta tres posibles desembolsos: (i) egresos sin valor de recuperación; (ii) bienes depreciables; y, (iii) gastos propiamente dichos.

El término “egresos sin valor de recuperación” está definido en el artículo 11º del Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria, el cual comprende:

a) Inversiones para perforación, completamiento o puesta en producción de pozos de cualquier naturaleza, inclusive los estratigráficos, excepto los costos de adquisición de los equipos de superficie; y,

b) Inversiones de exploración, incluyendo las referentes a geofísica, geoquímica, geología de campo, gravimetría, levantamientos aerofotográficos y levantamiento, procesamiento e interpretación sísmica.

En la citada norma se indica que el Manual de Procedimientos Contables contendrá el detalle de las cuentas que constituyen egresos sin valor de recuperación.

Como se puede apreciar, la norma dispone que toda inversión relacionada con pozos constituye egresos sin valor de recuperación, excepto los costos de adquisición de los equipos de superficie. **En consecuencia, cuando la LOH se refiere a bienes depreciables, los únicos que revestirán tal característica son aquellos que están sobre la superficie.**

El tratamiento fiscal de las inversiones en Perú difiere del que tenemos hoy en día en nuestro país, ya que todas las inversiones relacionadas con los pozos se cargan a resultados en el período en el que se efectúan mientras que en Argentina se activan y amortizan por las unidades de producción.

6.1.5.1 Depreciación de los equipos de superficie

El artículo 38 de la Ley del Impuesto a la Renta⁵³ sostiene que *“el desgaste o agotamiento que sufran los bienes del activo fijo que los contribuyentes utilicen en negocios, industrias, profesión u otras actividades productoras de rentas gravadas de tercera categoría, se compensará mediante la deducción por las depreciaciones admitidas en esta ley”*.

Para el caso especial de los edificios y construcciones el artículo 39 de la ley dispone el método de línea recta aplicando un porcentaje del 3% anual para deducir en concepto de depreciación.

El artículo 40 de la mencionada Ley establece que *“los demás bienes afectados a la producción de rentas gravadas se depreciarán aplicando, sobre su valor, el porcentaje que al efecto establezca el reglamento”*.

“En ningún caso se podrá autorizar porcentajes de depreciación mayores a los contemplados en dichos reglamentos”.

De acuerdo al artículo 22 del Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta⁵⁴ los equipos de superficie se deprecian de la siguiente manera:

- Maquinarias y equipos petroleros: 20 años,
- Ductos: no menor a 5 años.

⁵³ Aprobada por el Decreto Supremo N° 179-2004-EF.

⁵⁴ Aprobado por el Decreto Supremo N° 122-1994-EF.

6.1.5.2 Opera la estabilidad tributaria para la depreciación fiscal de los equipos.

Un dato a tener en cuenta es que el mismo artículo sostiene que *“la depreciación aceptada tributariamente será aquella que se encuentre contabilizada dentro del ejercicio gravable en los libros y registros contables, siempre que no exceda el porcentaje máximo establecido en la presente tabla para cada unidad del activo fijo, sin tener en cuenta el método de depreciación aplicado por el contribuyente.*

En otro párrafo agrega, *“en ningún caso se admitirá la rectificación de las depreciaciones contabilizadas en un ejercicio gravable, una vez cerrado éste, sin perjuicio de la facultad del contribuyente de modificar el porcentaje de depreciación aplicable a ejercicios gravables futuros.”*

Por lo aquí desarrollado podemos sintetizar que a diferencia de lo que sucede en nuestro país, en Perú es de vital importancia que las depreciaciones sean calculadas y contabilizadas teniendo en cuenta la norma fiscal.

6.2 Tratamiento tributario que afecta a los Joint Ventures en virtud de un contrato especial de operación para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en Chile.

Un antecedente muy interesante para analizar el tratamiento tributario que afecta al desarrollo de una operación conjunta en virtud de un contrato de exploración y explotación de un yacimiento de hidrocarburos es una consulta⁵⁵ efectuada al Departamento de Impuestos Directos en el año 2009. El servicio se expidió aclarando las normas de tipo general que desde el punto de vista tributario deben tenerse presente en el desarrollo de un contrato de “Joint Venture” y dentro de tal análisis nos gustaría rescatar los siguientes comentarios:

Los contratos especiales de operación para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos deberán sujetarse al régimen tributario establecido en la Ley sobre Impuesto a la Renta⁵⁶.

Al igual que en nuestro país, se deberá suscribir un Acuerdo de Operación Conjunta (“Joint Operating Agreement” o “JOA”) conforme al cual se otorgará mandato a un operador que actuará en representación del Joint Venture. Cada Partícipe del Contratista actuará también a nombre propio en la parte de la operación del JV que le corresponda.

En lo relativo a los bienes del activo inmovilizado adquiridos para las operaciones de exploración o explotación, cada partícipe del contratista puede separadamente aplicar la depreciación acelerada a los bienes físicos del activo inmovilizado, en la medida que se cumplan los requisitos previos previstos en el

⁵⁵ Pablo Gonzalez Suau. Director Subrogante. Oficio N° 1.317 del 23 de abril de 2009. Subdirección Normativa. Departamento de Impuestos Directos.

⁵⁶ Decreto Ley N° 824, de 1974, y sus modificaciones a la fecha de la escritura pública en que conste el Contrato.

Nº5 del artículo 31 de la Ley del Impuesto a la Renta. Se entiende que los bienes son adquiridos nuevos por los partícipes del contratista cuando así sean adquiridos por el Operador.

6.2.1 Análisis del Impuesto a la Renta. Depreciación de los bienes de uso en la actividad petrolera.

En este apartado analizaremos la depreciación de los bienes de uso en la Ley de la Renta

Según un informe publicado el 11 de diciembre de 2008 por la Coordinación de Asesorías y Estudios legales de la Gerencia de Estudios de Cartilla Tributaria⁵⁷ *“la depreciación de los activos fijos de naturaleza física representa el menor valor que experimentan estos bienes en el transcurso de su vida útil por el uso de los mismos en los respectivos ejercicios financieros. Esta condición de menor valor se verifica mediante la deducción o imputación a los resultados del período como un gasto necesario para producir la renta sobre la cual la empresa pagará sus impuestos”*.

Para el cálculo de la depreciación se deberá tener en cuenta ciertos elementos, a saber:

- a) La norma tributaria establece que se debe aplicar sobre aquellos bienes que son de propiedad de la empresa (se recuerda que la norma financiera, Marco Conceptual y NIC Nº 16 sobre Activo Fijo establecen que se está en presencia de un activo cuando la empresa ejerce un control sobre los bienes, de allí que los bienes en leasing pese a ser arrendados deben ser

⁵⁷ CARTILLA TRIBURARIA es una publicación de la Cámara Chilena de la Construcción A.G. que busca temas vinculados directa o indirectamente al sector con el propósito de contribuir al debate sobre crecimiento y desarrollo del país.

depreciados financieramente por estar enteramente controlados por la empresa arrendataria).

- b) La depreciación debe calcularse desde que los bienes entran en uso en la operación de la empresa y no desde la fecha de adquisición (hay que tener cuidado con todas aquellas erogaciones o desembolsos que se realizan antes de que el bien entre en funcionamiento, las que **deben capitalizarse**, por lo tanto la depreciación también se verá afectada).
- c) El monto de la imputación anual a resultados dependerá de la vida útil fijada por el Servicio de Impuestos Interno según lo explicado en el desarrollo de este punto. Para que sea un gasto aceptado debe ajustarse a la vida útil establecida en la resolución N° 43⁵⁸.

Existen dos formas para calcular la depreciación que son aceptadas tributariamente. **La depreciación normal y la depreciación acelerada** (según la NIF, se pueden aplicar métodos basados en la vida útil, en la producción con un carácter más variable, y aquellos métodos decrecientes que pudieran reflejar con mayor propiedad la verdadera condición de uso de este tipo de activo).

- **Depreciación normal:** se refiere a aquel método en el cual se imputa una cantidad a gastos en forma anual año tras año hasta agotarse totalmente la vida útil del bien correspondiente. Cabe señalar que para el cálculo de la depreciación los bienes deben primero corregirse monetariamente de acuerdo a lo previsto en el artículo 41 de la Ley de la Renta.

⁵⁸Resolución Exenta N° 43 del 26 de diciembre del 2002. Fija la vida útil normal a los bienes físicos del activo inmovilizado para los efectos de su depreciación, conforme a las normas del N° 5 del artículo 31 de la Ley de la Renta, contenida en el artículo 1° del D.L. N° 824, de 1974.

El primer párrafo del artículo 41 sostiene que *“los contribuyentes de esta categoría que declaren sus rentas efectivas conforme a las normas contenidas en el artículo 20, demostradas mediante un balance general, deberán reajustar anualmente su capital propio y los valores o partidas del activo y del pasivo exigible, conforme a las siguientes normas...”*

- **Depreciación acelerada:** a través de este tipo de depreciación, se autoriza a imputar a resultados anualmente una cuota de depreciación incrementada tres veces. Lo que se consigue con esto es imputar mayores valores por depreciación en los primeros años de vida del bien. Desde luego, esto acarrea un beneficio transitorio mientras se absorbe el costo del bien en los primeros años, ya que posteriormente debe agregarse a la Renta Líquida Imponible la depreciación normal como un gasto rechazado, no afecto al artículo 21 (diferencia temporal que genera un pasivo por Impuestos Diferidos).

La depreciación es una fracción del costo de un bien, que puede ser descontado como gasto, debido al uso, por cada año de su vida útil, determinada según una tabla confeccionada por el Servicio de Impuestos Internos.⁵⁹ La fracción de depreciación anual está regulada en el artículo 31, N° 5 incisos 2 y 3 de la Ley de la Renta.

El citado artículo establece la depreciación lineal de los bienes de uso, y delega en el Director del Servicio de Impuestos Internos establecer la vida útil de cada tipo de bien.

En el año 1996 la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) consulta sobre la posibilidad de utilizar la depreciación por unidades de producción por ser el

⁵⁹ Ob. cit. en nota 58.

modelo internacionalmente aceptado, y además por permitirse su aplicación por parte de las empresas mineras.

Mediante el Oficio 408 (08/02/1996) la Subdirección Normativa de Impuestos Directos rechaza el pedido, denegando la posibilidad de apartarse del mecanismo de amortización lineal establecido por ley.

Luego compara la actividad de la ENAP con la minera, concluyendo que “tributariamente las labores de desarrollo son consideradas como inversiones del activo inmovilizado, y como tales quedan sujetas a las normas de depreciación del N° 5 artículo 31, de acuerdo a la vida útil que se le asigne a cada bien. Mientras tanto que las labores de preparación, deben formar parte del costo directo del mineral que se extraiga en las unidades de explotación.”

En consecuencia explica no es que el Servicio de Impuestos Internos haya admitido que la minería se aparte de la amortización lineal sino que “algunas inversiones... han sido estimadas como labores de preparación, apartándolas de su clasificación como activo inmovilizado, y tributariamente forman parte del costo del mineral”.

Respecto a la actividad petrolera, las inversiones que pueden ser “consideradas dentro del concepto de labores de preparación, pueden también en consecuencia sujetarse al tratamiento tributario establecida para aquellas”.

Finalmente aclara que todos los bienes del activo inmovilizado de ENAP pueden sujetarse al sistema de depreciación acelerada.

Otro antecedente útil al efecto es el Oficio N° 4.262 (17/10/2006) de la Subdirección Normativa del Departamento de Impuestos Directos, que entre otras cosas incluye la siguiente clasificación:

- **Labores de reconocimiento:** son aquellas que tienen por objeto descubrir un yacimiento minero; y los desembolsos que deban efectuarse por dicho concepto, por regla general, **deben considerarse como gastos de organización y puesta en marcha**, salvo que tengan por objeto la ejecución de obras que con posterioridad pasen a formar parte de la infraestructura del respectivo yacimiento minero, pues en tal caso, tales erogaciones constituyen inversiones del activo inmovilizado.
- **Labores de desarrollo:** son todas aquellas labores mineras que conforman la infraestructura de la mina y que tienen por objeto servir directa o indirectamente a la explotación de varias de las unidades en que se ha dividido el yacimiento minero. Tales desembolsos, en la medida que conforman la infraestructura de la mina, **tienen el carácter de inversiones en activo fijo** o inmovilizado, quedando sujetos a las normas sobre depreciación del artículo 31 N° 5 de la Ley del Impuesto a la Renta.
- **Labores de preparación,** este Servicio ha señalado que corresponden a aquellas labores que se efectúan individualmente por cada unidad de explotación del yacimiento, y que tienen por objeto preparar directamente el arranque y la extracción del mineral desde la unidad de explotación para la cual esas labores se han realizado. De acuerdo con ello, las sumas invertidas en labores de preparación deben formar parte del costo directo del mineral que se extraiga de las unidades de explotación respectivas.

Cabe agregar que este Servicio ha señalado que aquellos desembolsos previos a la producción y venta de minerales y, que por su condición pueden no quedar comprendidos dentro de los conceptos técnicos de labores de preparación y desarrollo, o por la naturaleza de los gastos no sea posible catalogarlos o identificarlos con inversiones o bienes del activo inmovilizado, corresponde considerarlos como **gastos de organización y puesta en marcha**.

En virtud de lo dispuesto en el Oficio 408 entendemos que esta clasificación también puede ser aplicada por la actividad petrolera, siendo así tenemos la siguiente situación:

- 1) **Gastos de Organización y Desarrollo:** son amortizables linealmente hasta en un período máximo de 6 años, la ley da la opción de amortizarlos desde su efectiva erogación o desde que comienzan a generarse ingresos. Por otro lado por medio del Oficio 273 (31/1/2007) la Subdirección aclaró que la ley no impide que los gastos por este concepto puedan amortizarse en un solo ejercicio. Entre estos conceptos podemos incluir los gastos de reconocimiento.
- 2) **Gastos de preparación:** no constituyen activo inmovilizado y en consecuencia se imputan a pérdida, formando parte del costo directo de los hidrocarburos.
- 3) **Inversiones en labores de desarrollo:** si son activo inmovilizado sujeto a depreciación lineal, conforme la vida útil establecida por el Servicio de Impuestos Internos.

A tal fin debemos aplicar la Resolución Exenta N° 43 (26/12/2002) que establece para las empresas del sector petrolero y gas natural una nómina de los bienes

según las actividades. Para cada uno de los bienes que aparecen en tal lista, determina una “nueva vida útil normal” y una “depreciación acelerada”.

A continuación detallamos algunos de los casos:

- Para buques tanques (petroleros, gaseros), naves y barcos cisternas para transporte de combustibles; e instalaciones de almacenamiento (“tank farms”), establece una vida útil normal de 15 años y una depreciación acelerada de 5 años.
- Para oleoductos, gasoductos terrestres, cañerías y líneas troncales, establece una vida útil normal de 18 años y una depreciación acelerada de 6 años.
- Para planta de tratamiento de hidrocarburos; oleoductos y gasoductos marinos; equipos e instrumental de explotación; plataforma de producción en el mar fija; equipos de perforación marinos; y baterías de recepción en tierra (estanques, bombas, sistema de cañerías con sus válvulas, calentadores, instrumentos de control, elementos de seguridad contra incendio y prevención de riesgos, etc.), establece una vida útil normal de 10 años y una depreciación acelerada de 3 años.
- Para plataforma de perforación y de producción de costa afuera establece una vida útil normal de 22 años y una depreciación acelerada de 7 años.

Además existe un **procedimiento de consulta** para aquellos bienes que no están expresamente incluidos.

El artículo 2° de la Resolución 43 sostiene que la vida útil allí mencionada corresponde a bienes adquiridos nuevos, construidos o internados al país (nuevos o usados).

Luego la misma resolución establece que respecto de aquellos bienes físicos del activo inmovilizado que no estén expresamente en la tabla del resolutivo 1, **el propio contribuyente deberá fijar la vida útil a dichos bienes**, asimilándolos a aquellos que tengan las mismas características o sean similares a los contenidos en la mencionada tabla.

En el caso que los citados bienes por sus características especiales no se puedan asimilar a algunos de los detallados en la referida tabla por tratarse de bienes totalmente distintos o diferentes, el contribuyente deberá solicitar a la Dirección Nacional del Servicio de Impuestos Internos, que se le fije la vida útil o duración probable a los citados bienes, proporcionado los antecedentes que ésta le solicite, como ser, entre otros, catálogos del fabricante original del bien, debidamente traducido al idioma español, cuando proceda, en donde se indiquen las especificaciones técnicas del bien, informes técnicos emitidos por terceras personas o instituciones especializadas sobre la materia o cualquier otro antecedente que se estime necesario; documentos en los cuales, además de señalar las características de los mencionados bienes, se indique una propuesta de su probable duración, conforme a sus especificaciones técnicas y funciones en las que se van a utilizar.

El artículo 4° de la resolución dice que *“conforme a lo dispuesto por el artículo 1° transitorio de la Ley N° 19.840, publicada en el Diario Oficial de 23 de noviembre del año 2002, que vincula la vigencia de la nueva tabla de vida útil de los bienes con el régimen modificado de la depreciación acelerada, regirá a contar del 1° de enero del año 2003, sólo respecto de los bienes físicos del activo inmovilizado que se adquieran nuevos, se*

construyan o se internen al país (nuevos o usados), desde la fecha señalada en primer término, esto es, la correspondiente a la data de publicación de la mencionada ley, como también respecto de estos mismos bienes cuando se adquirieran usados posteriormente.”

Asimismo, el artículo 5° establece que “los bienes físicos del activo inmovilizado adquiridos o construidos con anterioridad a la fecha de publicación de la Ley N° 19.840, esto es, antes del 23.11.2002 o que se adquirieran usados después de la citada fecha, para los efectos de su depreciación seguirán rigiéndose por las tablas de años de vida útil fijadas por este Servicio con antelación a la referida fecha, hasta su total depreciación, y contenidas principalmente en las Circulares N°s. 132, de 1975, 63, de 1990, 21 y 22 de 1991, salvo respecto de los bienes adquiridos nuevos o construidos o internados al país (nuevos o usados) desde la fecha de publicación de la referida ley (23.11.2002) y el 31 de diciembre de 2002, caso en el cual los citados bienes podrán depreciarse por el período antes indicado mediante la aplicación de las tablas de vida útil señaladas anteriormente, depreciación que deberá determinarse en forma proporcional al número de meses en que los mencionados bienes fueron utilizados efectivamente en la empresa, considerándose para estos efectos como mes completo toda fracción de día inferior a dicho período.”

6.2.2 Depreciación Acelerada. Breves comentarios.

Consideramos interesante destacar algunos comentarios desarrollados en el informe publicado por Cartilla Tributaria⁶⁰:

1. La depreciación acelerada se aplicará sobre los bienes físicos del activo fijo o inmovilizado que hayan sido adquiridos nuevos o internados reduciendo la vida útil de los bienes a un tercio.

⁶⁰ Ob. cit. en nota 57.

2. La depreciación acelerada se aplicará sólo a aquellos bienes que tengan una vida útil igual o superior a tres años.
3. El mecanismo es de carácter opcional, vale decir, en cualquier momento la empresa puede abandonar el régimen de depreciación acelerada, volviendo definitivamente al régimen normal de depreciación; por lo tanto, podría darse la situación de que un mismo bien en el año 1 se encuentre acogido a depreciación normal, en el año 2 se incorpore a depreciación acelerada y en el período 3 y ya en forma definitiva vuelva al método de depreciación normal.
4. El régimen de depreciación acelerada sólo se considerará para el cálculo de la Renta Líquida Imponible a la que se aplicará el impuesto de 1° categoría. Para registrar esta Renta Líquida en el Fondo de Utilidades Tributarias (FUT)⁶¹ deberá utilizarse sólo la depreciación normal.

La depreciación acelerada tiene dos efectos que deben ser considerados:

6.2.2.1 Efectos en la Renta Líquida Imponible anual de la empresa

Al incorporarse la depreciación acelerada en la Renta Líquida Imponible anual de la empresa, implicará que la empresa pueda imputar a gastos una mayor

⁶¹ El FUT es un libro de control que debe ser llevado por los contribuyentes que declaren rentas efectivas en primera categoría, demostradas a través de contabilidad completa y balance general, en el cual se encuentra la historia de las utilidades tributables y no tributables, generadas por la empresa y percibidas de sociedades en que tenga participación. Con respecto a las anotaciones que considera el FUT, se encuentran, entre otras, la renta líquida imponible, participaciones y dividendos percibidos y retiros o distribución de dividendos. Dicho libro debe ser timbrado por el SII y su implementación es obligatoria para los contribuyentes indicados anteriormente. Puede obtener mayor información relativa a este tema en el sitio Web del SII, menú Legislación, Normativa y Jurisprudencia, [Resolución Exenta N° 2154, de 1991](#)

cantidad por este concepto, lo que se traducirá en una menor base imponible de 1º categoría, dando como resultado un menor pago de impuesto.

6.2.2.2 Fondo de utilidades tributarias

De acuerdo a instrucciones impartidas por el organismo fiscalizador, la depreciación acelerado no es aceptada en este registro integrando la Renta Líquida Imponible. Por lo tanto, la depreciación que se debe considerar es la depreciación normal.

Dado que normalmente la empresa ingresa al FUT, la Renta Líquida Imponible afecta a 1º categoría, es decir, con la depreciación acelerada incluida, en este mismo registro FUT deberá crear una columna especial que se denominará “Diferencia de Depreciación”, que constituye una utilidad de tipo financiera, la cual puede servir para hacer imputaciones de retiros efectivos, retiros presuntos y dividendos en el caso de sociedades anónimas. Desde luego estos retiros y dividendos se imputan pero sin derecho a crédito. Estos retiros se deben realizar después de agotado el FUT y antes del Fondo de Utilidades No Tributarias (FUNT).

6.2.2.3 Ejemplo para explicar la operatoria de ambos conceptos de depreciación.

Supongamos que la empresa XX S.A. adquirió en el mes de julio de 2006 un activo fijo en \$ 20.000.000. De acuerdo a la resolución N° 43 de 2002, este bien tiene una vida útil de 10 años (normal) y se puede depreciar aceleradamente en 3 años.

El resultado de la empresa antes de determinar la depreciación es de \$ 40.000.000. Se considera que el bien ya se encuentra corregido de acuerdo a la norma del artículo 41 de la Ley de la Renta.

Año 2006. Depreciación normal (vida útil 10 años, equivalente a 120 meses).

En este ejercicio el bien fue adquirido y puesto en uso de inmediato (julio 2006), por lo tanto le corresponde una depreciación de 6 meses.

Cálculo de la depreciación normal

$20.000.000 / 120 = 166.667$ por mes, y por 6 meses de uso = 1.000.000

Renta líquida imponible para la primera categoría 2006

Resultado de la empresa antes de la depreciación	40.000.000
Depreciación normal	<u>1.000.000</u>
Renta líquida imponible	39.000.000

Impuesto determinado de 1° Categoría (tasa 17%) 6.630.000

Año 2006. Depreciación acelerada (vida útil 3 años, equivalente a 36 meses).

En este ejercicio el bien fue adquirido y puesto en uso de inmediato (julio 2006), por lo tanto le corresponde una depreciación de 6 meses.

Cálculo de la depreciación acelerada

$20.000.000 / 36 = 555.556$ por mes, y por 6 meses de uso = 3.333.336

Renta líquida imponible para la primera categoría 2006

Resultado de la empresa antes de la depreciación	40.000.000
Depreciación normal	<u>3.333.336</u>
Renta líquida imponible	36.666.664

Impuesto determinado de 1° Categoría (tasa 17%) 6.233.333

Como se puede apreciar, la depreciación acelerada tiene el beneficio para la empresa de reducir la carga tributaria de la misma por los períodos en que esta se hace efectiva (tres años). Con esto la empresa mejora su disponibilidad de caja durante este tiempo, por lo que podría señalarse que también mejora su posición financiera.

6.2.2.4 Efecto de la depreciación acelerada en el registro FUT

Dado que en el Registro de Utilidades Tributarias se lleva el control de la Renta Líquida imponible de cada año, es común que la empresa incorpore a este registro la Renta Líquida conteniendo los efectos de la depreciación acelerada, y teniendo en consideración que el artículo 31 N° 5 inciso 3° establece que sólo se aceptará la depreciación normal. Por lo tanto, “la diferencia que resulte en el ejercicio respectivo entre la depreciación acelerada y la depreciación normal sólo podrá deducirse como gasto para los efectos de primera categoría”.

Como consecuencia de lo establecido en la norma ya citada, la diferencia que se produce entre la depreciación normal y la depreciación acelerada debe llevarse a una columna especial, denominada “Diferencia de Depreciación”, la cual será considerada como una utilidad sin crédito, que para los efectos del caso analizado asciende a \$ 2.333.336 (3.333.336 – 1.000.0000).

6.2.3 Depreciación Instantánea de bienes. Breves comentarios.

El Ministerio de Hacienda en el año 2007 anunció la implementación del plan “Chile Invierte”, el cual pretendía impulsar la economía de ese país⁶². Como incentivo, en materia tributaria, se proponía la “Depreciación Instantánea de bienes”.

La depreciación instantánea consiste en un incentivo tributario a la inversión en activo fijo, es decir, bienes destinados al uso y que hacen posible el funcionamiento de la empresa, y no para aquellos destinados a reventa, o ser incorporados a los artículos que se fabrican o los servicios que se prestan.

Este incentivo considera el reconocimiento instantáneo como gasto del 50% del valor de los bienes físicos del activo inmovilizado, susceptible de acogerse a depreciación acelerada y la aplicación de la depreciación normal o acelerada por el valor remanente de los bienes.

El **efecto financiero inmediato** es anticipar contablemente un gasto, reduciendo el impuesto a la renta de primera categoría a pagar por la empresa, sin necesidad de un desembolso efectivo.

Por un lado se puede depreciar el 50% por la aplicación de la depreciación instantánea y por otro lado puede depreciarse un tercio por aplicación de la otra depreciación (acelerada), por lo que en el primer año de vida útil del bien la empresa puede anticipar un gasto de 66% del costo del bien, en vez del 33% que puede deducirse de acuerdo a la depreciación acelerada.

⁶² . <http://www.gobierno.cl/noticias/detalle.asp> (marzo, 2007).

Una de las ventajas que se mencionaban en ese momento, era que la autoridad no había especificado un techo para el precio de los activos depreciables, por lo que podían beneficiarse las grandes inversiones en bienes. De esta manera, al verse reducida la carga tributaria, las empresas iban a disponer de más dinero en efectivo para poder pagar en menor tiempo el financiamiento de tales bienes.

Sin embargo había que tener en cuenta que el efecto final no era otro que el anticipo de la depreciación que igualmente ocurriría, por lo que en el futuro la empresa no iba a poder descontar gastos por estos bienes, pues ya había anticipado su aprovechamiento.

Por otra parte, cuando se discutía la norma se afirmaba⁶³ que “la depreciación no tiene por objeto que la empresa o sus dueños paguen menos impuestos, pues al tratarse del reconocimiento contable de un gasto, sin un desembolso efectivo de dinero como contrapartida, su objetivo es reconocer en el tiempo el menor valor de los bienes de capital. Por ello se dice **que la depreciación es la porción necesaria para reconstruir el capital**. Por estas razones el menor impuesto a pagar debiera ser destinado por la empresa a financiar la renovación de su activo fijo”.

Esta norma iba a ser de aplicación transitoria, y la idea era que entrara en vigencia a partir de marzo de 2007 hasta diciembre de 2008. Nunca se llegó a implementar.

⁶³ Circular N° 65, de 25.09.2001, del SII. Boletín Técnico N° 33, de 1986, del Colegio de Contadores, sobre “Tratamiento Contable del Activo Fijo”. Manual de Consultas Tributarias, N° 295, Editorial Lexis Nexis, Ediciones Técnicas Tributarias, Julio 2002, pág. 71. Sotomayor Klapp, Roberto, “Concepto General del Gasto Necesario ante la Jurisprudencia Chilena; Visión Crítica”, Editorial Metropolitana, 2005, págs. 109 y sgts. García Belsunce, Horacio, “El Concepto de Rédito en la Doctrina y en el Derecho Tributario”, Editorial Depalma, Argentina, 1967, citado por Sotomayor Klapp, Roberto, Ob. Cit., pág. 108.

Si bien es reconocido que los incentivos tributarios son los más efectivos para fomentar la inversión cabe destacar que esta medida estaba pensada solamente para un período de tiempo corto.

Precisamente que sea por un período acotado había incentivado críticas de algunos sectores que se la pasan preguntando que pasaría después.

Esta medida se implementó en Estados Unidos en el año 2002, también por un período transitorio. Flores⁶⁴ sostenía que “probablemente en Chile suceda lo mismo que en Estados Unidos, y el año en que se termine la franquicia la inversión caerá porque los empresarios ya adelantaron sus inversiones”. Grupos opositores propusieron que el incentivo sea permanente justamente para no tener una caída innecesaria de la inversión.

Opiniones divididas

Si bien la medida fue alabada por el sector privado al interior de la propia concertación generó algunos roces que se agudizaron en el parlamento. La depreciación acelerada fue aprobada por amplia mayoría en la Cámara Baja. Sin embargo, parlamentarios oficialistas abrieron un polémico debate que aludía a que solo favorecía a las grandes empresas.

Los cercanos al ex ministro de Hacienda, Nicolás Eyzaguirre, recordaron las discusiones con los empresarios mineros.

Para muchos una columna del ex director de presupuestos, Mario Marcel, dejó entrever las distintas posiciones que existen al respecto. En ella se lee textual que *“a juzgar por la recepción que tuvo el paquete de 27 medidas económicas recientemente*

⁶⁴ Tomás Flores, economista del Instituto de Libertad y Desarrollo Chileno.

anunciado por el gobierno, éste bien podría ser bautizado como Blancanieves y los 26 enanitos. Con ello se haría referencia al protagonismo de una medida central (la depreciación instantánea del 50% de la inversión en capital fijo) que destaca por su encanto en un medio siempre ávido de nuevos beneficios tributarios, y a la compañía de un heterogéneo conjunto de medidas complementarias, vistas con cierta condescendencia por el empresariado y los expertos”.

El gobierno había estimado que los menores ingresos fiscales (por la aplicación de este incentivo) serían de aproximadamente U\$S 260 millones en 2008 y U\$S 230 millones en 2009.

6.2.4 Principales diferencias entre IFRS y la norma tributaria.

6.2.4.1 5.2.5.1. Propiedades, Planta y Equipos – NIC 16.

Tratamiento según las normas IFRS:

- Se incorpora el concepto de activos no corrientes mantenidos para la venta (NIIF 5) y propiedades de inversión (arriendo a terceros NIC 40).

- Existen dos opciones de valoración:

Método de costo: costo de adquisición (sin reajuste por variación de IPC⁶⁵) menos amortización acumulada por deterioro.

⁶⁵ El artículo 41 de la Ley del Impuesto a la Renta establece que los contribuyentes que declaren sus rentas efectivas conforme a las normas contenidas en el artículo 20, demostradas mediante un balance general, deberán reajustar anualmente su capital propio y los valores o partidas del activo y pasivo exigible por el índice de precios al consumidor (IPC).

Método de valor razonable: saldo revalorizado menos amortización acumulada por deterioro.

Se incorpora el concepto de valor residual.

Tratamiento según la Ley sobre Impuesto a la Renta:

- Costo de adquisición corregido monetariamente por IPC.
- Depreciación lineal, considerando vida útil normal definida por el S.I.I.
- Opcionalmente, y sólo para efectos de primera categoría, depreciación lineal considerando vida útil acelerada, equivalente a un tercio (sin aproximación) de la vida útil normal.

Efectos en cálculo de Resultado Tributario de Primera Categoría:

- Incorporación de Corrección Monetaria como ingreso tributario.
- Incorporación de gasto por depreciación tributaria con vida útil acelerada y control de vida útil normal.
- Eliminación de gasto por depreciación contable.

6.2.4.2 Propiedades, Planta y Equipos: Capitalización de Gastos Financieros - NIC 16 y NIC 23.

Tratamiento según las normas IFRS:

- Establece dos tratamientos para los desembolsos financieros:

Método de referencia: no admite capitalización de desembolsos financieros.

Método alternativo: permite la capitalización de los costos por préstamos atribuibles directamente a la compra, construcción o producción de un activo.

Cualquiera de los métodos que se adopte, debe aplicarse a todos los activos.

Tratamiento según la Ley sobre Impuesto a la Renta:

- Opcionalmente, podrán capitalizarse los intereses por financiamiento incurridos, mientras los bienes no comienzan a producir o prestar servicios.

Efectos en cálculo de Resultado Tributario de Primera Categoría:

- Incorporación de gasto tributario por intereses capitalizados.

6.2.4.3 Deterioro de Activos – NIC 36.

Tratamiento según las normas IFRS:

- La norma internacional exige calcular el valor del deterioro en la NIC 36 cuando existan indicios de deterioro del valor de un activo, por ejemplo, cuando el valor libros supere al valor recuperable de los activos.
- La evaluación del deterioro es al cierre de cada ejercicio.
- Aplica a todos los activos excepto: inventarios, activos de contratos de construcción, activos por impuestos diferidos, activos por beneficios a los empleados, activos financieros, propiedades de inversión, activos biológicos, costos de adquisición diferidos por seguros, activos no corrientes mantenidos para la venta.
- El registro es obligatorio con cargo a pérdidas.

Tratamiento según la Ley sobre Impuestos a la Renta:

- Sólo existe el gasto por concepto de depreciación o amortización de los activos.

Efectos en cálculo de Resultado Tributario de Primera Categoría:

- Eliminación de gasto contable asociado al deterioro de activos.

7. Conclusión.

Hemos señalado en el presente trabajo las dificultades de encuadrar a los “**joint ventures**” en las leyes impositivas, dada la diversidad de formas contractuales que puede adoptar.

Entendemos que se producirán consecuencias desfavorables de considerarlos sujetos pasivos en el impuesto a las ganancias. Entre las principales consecuencias podemos mencionar:

- a) Los registros contables son usualmente llevados a cabo por cada partícipe, probablemente con fecha de cierre de ejercicio distintas. Si el sujeto pasivo fuese el “joint venture”, cada miembro debería excluir el resultado de su participación en el agrupamiento. Idéntica operación debería hacer la sociedad por cada uno de los “joint ventures” en los que participe. Se dificultaría así inútilmente la determinación y fiscalización del impuesto por la Administración Federal de Ingresos Públicos.
- b) Exigencia de un balance autónomo para el “joint venture” e inscripción en el impuesto disntinta de la de sus integrantes.
- c) En cuanto a los quebrantos impositivos, si el “joint venture” fuera sujeto pasivo del impuesto distinto a sus miembros, no serían susceptibles de trasladarse los quebrantos de aquél a estos últimos.

La no inclusión de tales agrupamientos en el impuesto a las ganancias resulta coherente si recordamos que no hay creación de un sujeto de derecho.

Por todo lo expuesto, sostenemos que para el caso de los “joint ventures” no es conveniente que la legislación se aparte de la ley de fondo que ha establecido que no constituyen sociedades, ni son sujetos de derechos.

Nos parece interesante mencionar el caso de Perú, que aunque no es idéntico, nos puede enseñar las consecuencias por tratar en forma separada a las actividades de contrato y otras actividades. Según la Ley de Hidrocarburos de Perú, si una empresa que se dedica a la exploración y explotación de hidrocarburos posee un quebranto por el desarrollo de “otras actividades”, las cuáles son ajenas a las actividades del contrato de concesión o de actividades relacionadas, ese quebranto lo deberá trasladar para ejercicio futuros y podrá ser aplicado solamente contra esas “otras actividades”, de manera que no podrá compensar el quebranto con los resultados obtenidos por las actividades de contrato y de actividades relacionadas.

En referencia a los criterios de amortización podemos mencionar que para que una compañía adopte como criterio de depreciación de sus bienes el establecido por el **artículo 75** de la ley del impuesto a las ganancias, se deben dar las siguientes condiciones: i) *los bienes deber ser agotables a raíz de su consumo, y ii) deben ser producto de actividades de explotación.*

El artículo 2° de la Resolución General 2.165 excluye del costo atribuible al derecho de concesión a las inversiones en bienes de uso. Estos bienes de uso son sometidos a amortización en carácter de tales por algunos de los métodos admitidos por la ley del gravamen. Por aplicación del principio de correlación o apareamiento de gastos a los ingresos generados de la renta neta gravada, lo que consideramos técnicamente correcto y, además aplicado generalizadamente por la compañías del sector, es utilizar para estos bienes la misma metodología que la resolución general 2.165 establece para los demás elementos componentes del

costo del yacimiento, es decir la depreciación por agotamiento en función de las unidades producidas.

Las empresas concesionarias no son generalmente propietarias de los inmuebles donde se realizan las instalaciones (implantación de maquinarias y equipos, instalaciones fijas y otros equipamientos que la explotación del yacimiento requiere), revistiendo estas últimas el carácter de obras sobre inmueble ajeno. Dadas estas particularidades de la explotación, dichas inversiones se traducen entonces en instalaciones que reconocen, en la depreciación por agotamiento (unidades producidas), el método técnicamente más apropiado, excepto en algunas circunstancias especiales. A nuestro parecer la legislación debería considerar este tema.

Siguiendo con el tema bienes de uso es necesario destacar el criterio sostenido por la Cámara⁶⁶ al establecer que las turbinas, generadores, transformadoras, entre otros bienes, no entran dentro de la noción "*edificios y demás construcciones sobre inmueble*" del artículo 83 de la ley del impuesto a las ganancias y sí encuadran en el concepto de instalaciones de inmuebles a que hace referencia el artículo 61 del decreto reglamentario que se amortizan por separado de conformidad con lo establecido por el artículo 84 de la misma ley. Explica la Cámara que a idéntica solución se arriba, aun de aplicarse los conceptos del derecho privado, pues **tampoco pueden ser consideradas inmuebles por accesión física o moral**, debido a que pueden ser movilizados desde su instalación original hasta un nuevo emplazamiento y ser puestos nuevamente en funcionamiento luego de ser desconectados y acondicionados para su transporte.

Los bienes en cuestión están comprendidos dentro de la descripción del artículo 2.322 del Código Civil según el cual las cosas muebles que están adheridas al

⁶⁶ Causa "Central Puerto S.A." - Cám. Nac. Cont. Adm. Fed. - Sala IV - 17/02/2009

inmuebles en mira de la profesión del propietario o de una manera temporaria, conservarán su naturaleza de tales no obstante estar fijadas en el edificio. En igual sentido se expidió la Sala II de la Cámara otra causa⁶⁷.

Han surgido cuestiones controvertidas entre el Fisco y los contribuyentes respecto de la relación existente entre la vida útil técnica de los bienes amortizables, por una parte, y los plazos de las concesiones petroleras, por la otra.

Estos casos se han planteado respecto de concesiones de transporte de hidrocarburos (oleoductos), pero iguales consideraciones serían aplicables al caso de las concesiones de producción.

La definición de la “*unidad amortizable*” en los distintos casos constituye un tema relevante. Si se considera que las instalaciones adheridas a la superficie para la explotación de un yacimiento se integran a los bienes de uso aplicados a la concesión, serían amortizables en función del método de unidades producidas, al computar como unidad amortizable el yacimiento al cual sirven y, como fecha de finalización de la vida útil de las mismas para el contribuyente, la de terminación del plazo de concesión.

Esta solución es la que preserva plenamente el principio de correlación del devengamiento del gasto por amortizaciones con la generación de los ingresos gravados que las respectivas instalaciones petroleras contribuyen a obtener.

Sin embargo, por otra parte, dados los extensos plazos de vigencia de las concesiones, resulta probable que determinadas instalaciones sean técnicamente independientes de un área de explotación, yacimiento o lote determinados y

⁶⁷ Causa “Centrales Térmicas Patagónicas S.A.” – Cam. Nac. Cont. Adm. Fed. – Sala II – 26/02/2009

agoten su vida útil técnica con anterioridad a la finalización de la concesión a la cual han sido aplicadas.

En tales casos, ha sido discutido si tiene preeminencia al aspecto técnico del bien considerado (correspondiendo entonces una vida útil independiente del plazo de la concesión), o por el contrario, si tales bienes se encuentran integrados a la unidad amortizable, en cuyo caso sería utilizable el plazo de la concesión como vida útil del bien. Esto último teniendo en cuenta que, como ya se ha señalado en el trabajo realizado, dichos bienes deben ser cedidos sin cargo por obligación contractual al ente concedente.

A este respecto merece mencionarse la interpretación de la Justicia en dos fallos⁶⁸ en los que los tribunales intervinientes han concluido por **priorizar la vinculación técnica de una instalación petrolera con la explotación, sin tener en consideración el plazo de la respectiva concesión.**

En los dos casos citados se trataba de instalaciones que podían ser consideradas técnicamente como bienes con vida útil independiente, sujeta a sus condiciones técnicas, con una finalización anterior al plazo previsto para la conclusión de la concesión. La solución consistió en esos casos en considerar dicha vida útil en forma independiente.

Pero cabe preguntarse ¿cuál sería la solución, si la vida útil técnicamente no ha finalizado al término del derecho de concesión?

En tal caso, hemos dicho que la instalación deber ser transferida al Estado concedente en el momento en el que la explotación del concesionario llega a su

⁶⁸ Causa: "Oleoducto Trasandino Argentina S.A. c/ Dirección General Impositiva" - CNFed. Cont. Adm. - Sala III - 21/09/2005; y "Oleoducto del Valle S.A." - CSJN - 16/02/2010.

fin. De suceder esto, al fenecer el derecho generador de rentas gravadas para la empresa concesionaria, resulta razonable que se considere que finalizará la vida útil de la instalación petrolera para el concesionario en dicha fecha, al perderse todo derecho de dominio sobre ella.

En consecuencia, de la jurisprudencia comentada y de los principios del impuesto a las ganancias aplicables, deberíamos concluir lo siguiente:

- c) si la instalación de superficie tiene una vida útil técnica cuya finalización es anterior a la del plazo de la concesión, se debe computar dicha vida útil para las correspondientes amortizaciones;
- d) si la vida útil del bien finaliza después de la conclusión de la concesión, las amortizaciones se calcularán computando como fin de la vida útil la fecha de finalización de la concesión.

El abandono de un proyecto exploratorio se produce cuando existen suficientes razones técnicas, principalmente de índole geológica o de ingeniería, que aconsejan discontinuar los intentos exploratorios antes de la finalización de los plazos establecidos en los respectivos permisos debido a la falta de perspectivas favorables del emprendimiento.

En tal caso, una vez obtenido el dictamen técnico pertinente, se comunica la reversión del área a la Autoridad de Aplicación. Analizada esta situación desde el punto de vista del impuesto a las ganancias, las inversiones producidas desde el inicio del proyecto que hubieran sido activadas en cumplimiento del principio de correlación o apareamiento de ingresos y gastos, podrán ser sujetas a una baja (“write off”) contable e impositiva por las razones indicadas. En nuestra opinión, el dictamen técnico que corrobora la situación resulta un elemento suficiente

para producir dicha baja en el ejercicio fiscal en que dicho dictamen es emitido, pues la comunicación y convalidación de la reversión del área a la autoridad competente constituyen elementos únicamente formales que meramente confirman la situación técnica descripta.

La **compensación de quebrantos fiscales** es uno de los puntos a tener en cuenta al momento de evaluar las implicancias fiscales que se puedan generar en inversiones relacionadas con la actividad hidrocarburífera.

En Argentina existe un período de traslación temporal de quebrantos (“carryforward”) de sólo cinco años. Otros países, en cambio, tienen períodos de traslación más prolongados e inclusive sistemas especiales de compensación de quebrantos para el caso de cierre de actividades. Como no resulta razonable que la economía del país receptor de inversiones exploratorias no contribuya a paliar las consecuencias económicas del emprendimiento que, si bien resultaron no exitosos, fueron oportunamente encarados para propender el desarrollo de los recursos naturales del país, otros países cuentan con normas tributarias que contemplan la situación de los negocios que concluyen en este sector. Esta situación es conocida en inglés como “closing down business” (cierre del negocio) y justifica tratamientos impositivos especiales en otras legislaciones fiscales. Entre ellas, el mecanismo de “carryback” que permite al contribuyente la reapertura de declaraciones juradas de períodos anteriores para ajustar sus resultados al quebranto sobreviviente por el cierre de la explotación⁶⁹.

En nuestro país, la imposibilidad o dificultad de compensación de los quebrantos por abandonos de áreas por el transcurso del plazo previsto en la ley para

⁶⁹ Entre los países con “carryback” general o en caso de cese de actividades de la empresa, pueden mencionarse: Francia, Alemania, Japón, Holanda, Corea del Sur, Nueva Zelanda (para ciertos gastos de cese de negocios petroleros únicamente), Noruega, Gran Bretaña, Estados Unidos de Norteamérica, etc. Fuente: International Fiscal Association (IFA) - 1998 - Congreso de Londres - Cahiers de Droit Fiscal internacional - Vol. LXXXIIIa - Tax Treatment of Corporate Losses.

efectuarla, condena al contribuyente a un castigo fiscal, equivalente al 35% - alícuota del impuesto- sobre las inversiones dadas de baja, que se viene a sumar a los costos económicos naturales del fracaso del negocio. Esta realidad torna más gravosos los riesgos de la exploración en este caso y puede desincentivar iniciativas empresarias para realizar inversiones en este tipo de negocios.

A diferencia de otros países, la legislación tributaria argentina en materia del impuesto a las ganancias no contempla esta clase de cierre de negocios.

Consideramos que se debería analizar la posibilidad de modificar la legislación, y al menos para este tipo de actividades críticas, como lo son las del **sector energético**, **crear un tratamiento específico** en la ley del impuesto a las ganancias.

Estos tratamientos impositivos especiales que estamos solicitando deberán estar dirigidos tanto a la proyección y puesta en marcha de proyectos, como al tratamiento adecuado de las operaciones de las empresas en marcha y también a la forma de considerar la finalización de las operaciones por diversas causas.

La ausencia de expectativas generalizadas de inversión en la búsqueda de reservas, el creciente intervencionismo estatal en las decisiones de mercado y las alentadoras expectativas que en otros países se le ofrecen competitivamente a la inversión en un marco de precios del petróleo crudo y gas natural, y sus derivados, que aparecen estabilizándose en niveles sumamente altos comparados con los del pasado, y con posibilidades de mayor crecimiento aún, son factores que tornan predecible que empresas petroleras que actúan en el país puedan arribar a la decisión de cerrar, discontinuar o transferir sus negocios.

Argentina no es totalmente ajena a situaciones de “carryback” de resultados impositivos como las que aplican otros países a los cierres de negocios. Efectivamente, desde antiguo existe en nuestra ley del tributo la disposición del artículo 18, inciso b), tercer párrafo, que refiriéndose a ganancias del trabajo personal (relación de dependencia, desempeño de cargos públicos, jubilaciones y pensiones) *“que como consecuencia de modificaciones retroactivas... se percibieran en un ejercicio fiscal y hubieran sido devengadas en ejercicios anteriores, podrán ser imputadas por su beneficiarios a los ejercicios fiscales a que correspondan”*. Es decir, el legislador ha sido sensible a situaciones que justifican dicha reapertura de las liquidaciones impositivas de ejercicios anteriores para permitir una más adecuada determinación de la obligación por el impuesto. Quizás sería conveniente que se revisaran ciertas situaciones en las actividades como las que estamos analizando.

En el caso particular de la actividad de explotación de hidrocarburos en materia de **abandono de pozos** la normativa aplicable es el Reglamento para Exploraciones y Explotaciones de Yacimientos Petrolíferos, aprobado por Decreto Ley 33.508 de fecha 28/12/1933 y la Resolución 5/95 de la Secretaría de Energía.

Según la normativa mencionada **es obligación** de los concesionarios ejecutar todos los trabajos necesarios antes de abandonar un pozo y a tal efecto cada año se debe presentar el programa de trabajos y determinar el tipo de abandono a efectuar.

En virtud de lo expresado, se está en presencia de una obligación legal y por ende cierta y perfectamente determinable en su monto, que va devengándose todos los años en función de la curva de producción.

El Tribunal Fiscal de la Nación, Sala A, en el fallo de fecha 28/11/2000, recaído en la causa "Laboratorios Motter S.R.L." se dictaminó "...Es decir, debe tratarse de un derecho cierto no sujeto a condición que pueda tornarlo carente de virtualidad, dado que mientras la condición no se haya cumplido, no existirá derecho cierto por una suma determinada; recién cuando se cumpla la misma, habrá un rédito devengado".

El fallo recepta las características mencionadas por la doctrina y la teoría contable respecto del concepto de lo devengado, y las cuales se encuentran presente, como se señaló en al desarrollar este tema, en materia de taponamiento de pozos.

Estamos en presencia de recursos no renovables, que se extinguen con su explotación, por eso, el taponamiento de pozos, es parte importante de la actividad desarrollada, tan importante, que está regulada por un Decreto Ley y una Resolución de la Autoridad de Aplicación, los cuales establecen la obligación y las especificaciones técnicas que deben tener las obras de taponamiento, no está librado a la voluntad del concesionario ni se puede hacer de la forma que éste quiera, se debe hacer según la forma reglada y en el momento establecido.

La actividad de explotación de hidrocarburos se inicia con la perforación del pozo y se termina con los trabajos de abandono del mismo. Entonces es lógico y razonable sostener que **es un gasto necesario para obtener, mantener y conservar las ganancias gravadas y debe estar "apareado" con los ingresos**, porque caso contrario, se llegaría al absurdo de que cuando no haya ingresos, por agotamiento de la fuente, se debiera soportar el costo por abandono de pozos, gasto que se tornaría irrecuperable y redundaría en un beneficio indebido para el fisco.

Las provisiones se constituyen para cubrir tanto gastos como pérdidas que, si se hubieran incurrido en el curso del ejercicio, habrían sido normalmente deducibles para determinar la utilidad del ejercicio.

Por todo lo aquí explicado se puede observar que el procedimiento de abandono de pozos no se encuentra sujeto a condición alguna, sino que es una obligación que acontecerá inevitablemente cuya causa eficiente es la apertura del pozo.

Lo anterior, coincide plenamente con la postura fiscal sustentada en el Dictamen 47/76 de la Dirección de Asesoría Jurídica.

De ahí, que aquél gasto aún cuando no se traduzca en un gasto efectivo, debe ser considerado en el balance impositivo del año fiscal en el que el mismo tiene lugar, disminuyendo su valor en el patrimonio.

En definitiva, de lo expuesto no se podrá sostener la inexistencia del devengamiento del gasto, toda vez que la causa del gasto ya se ha producido y no se encuentra sujeta a condición alguna.

Entendemos que la Administración no podría ni debería desconocer el criterio sustentado por el propio fisco en el dictamen 47/76, máxime cuando la Instrucción General N° 10/01 establece: *“Los criterios técnicos jurídicos emanados de las Notas Externas, Circulares e Instrucciones Generales, así como los que surjan de actos de asesoramiento originados en la Subdirección General de Legal y Técnica impositiva las Direcciones de asesoría Legal y de Asesoría Técnica, que de ella dependen, serán de estricta observancia para todas las dependencias del Organismo”*.

Vale decir que si dicho costo es adecuadamente determinado o determinable al cierre de los ejercicios fiscales, nuestra opinión es que la porción del mismo que

corresponde a su devengamiento podrá ser computada como gasto deducible impositivamente en cada ejercicio fiscal. Si así no se lo hiciera, la generación de la deducción por el costo del abandono en forma total en el año en que este último se produce podría generar, por el volumen cuantitativo del costo, quebrantos fiscales imposibles de recuperar si nos encontramos en el momento final de la actividad productiva de una empresa. De allí, las soluciones de “carryback” antes comentadas que utilizan otros países, y también otras soluciones especiales para el caso de costos de abandono⁷⁰.

En Argentina, los principios del impuesto a las ganancias establecen, para la tercera categoría de ganancias (utilidades empresarias), la deducción de los gastos por el **principio de lo devengado**. La deducción de los mismos se realiza con motivo de su afectación al giro del negocio por aplicación de los artículos 17, 80 y 87, inciso a), de la ley. En función de tales normas, las provisiones para gastos (de cálculo de monto cierto y determinado en el ejercicio en que se constituyen) son admitidas como deducciones en el balance impositivo. Basados en tales principios, la provisión para el costo del abandono de pozos podría ir siendo computada como deducción impositiva por las siguientes razones:

1. Se trata de un costo que irremisiblemente habrá de ser incurrido.
2. La causa del devengamiento del gasto es la explotación del yacimiento.
3. Dicho costo se va generando como obligación de la empresa a lo largo de la explotación del yacimiento.

⁷⁰ Irlanda permite un “carryback” de tres años para todo el costo de abandono de pozos; Holanda admite la deducción de una provisión para desmantelamiento computable durante toda la vida de las reservas; en Noruega, el Estado reembolsa a las compañías el equivalente a la tasa del impuesto a la renta aplicada sobre los montos de los costos por desmantelamiento; Gran Bretaña permite la deducción de los costos por abandono y restauración de terrenos. Fuente: International Fiscal Association (IFA) – Oslo Congreso 2002 – Seminal H – Taxation of Energy Production and Distribution – IFA Yearbook 2002 – página 49.

4. Existe una contraparte con derechos adquiridos contra la obligación de la empresa de acondicionar los pozos que se abandonan: el Estado concedente.
5. El costo del abandono es de monto determinado o determinable técnicamente al cierre de cada ejercicio fiscal.
6. Si hubiera diferencias con el costo final determinado al momento del abandono, las mismas podrán ser ajustadas en dicho momento.

En cuanto al **reconocimiento del deterioro del valor**, la norma contable tiene un tratamiento muy distinto al fiscal en este punto. Conforme a la NIIF 6, si en un yacimiento que se encuentra en desarrollo, uno de sus **pozos es declarado seco**, la norma lo habilita a revertir el valor residual del activo (en este caso el pozo seco) e imputarlo a pérdida en el ejercicio en que este hecho ocurra.

En cambio, el tratamiento impositivo difiere del contable. De acuerdo a la circular 1.079 cuando se determine la imposibilidad de la explotación económica, el costo de los bienes comprendidos deberá imputarse a gasto impositivo. Si no se produce la devolución total o parcial del área, la cual debe estar aprobada por la Secretaría de Energía, el pozo declarado técnicamente seco no podrá deducirse como gasto en el Balance Fiscal. Mientras el área (yacimiento) sea comercialmente viable, el pozo declarado seco deberá amortizarse de acuerdo a las unidades de producción del yacimiento, considerando para esta amortización la producción del período y las reservas probadas desarrolladas al inicio del mismo.

A raíz de este análisis, nos surge la siguiente pregunta: ¿Cuál es el tratamiento impositivo de un pozo declarado técnicamente seco, el cual ha sido taponado de acuerdo a las exigencias de la secretaría de energía? Entendemos que podemos imputar el valor residual del pozo seco a pérdida en el Balance Fiscal, siempre y

cuando el pozo haya sido taponado de acuerdo a las normas de la SE y se haya comunicado a la misma cumpliendo con las formalidades necesarias. De ser así, el fisco no podría argumentar que no es un gasto cierto (el pozo efectivamente ha sido taponado) y que existe alguna posibilidad de que ese pozo en particular genere renta gravada en el futuro ya que existe un abandono definitivo del pozo seco.

En virtud de todos los temas expuestos y desarrollados, podemos decir que en Argentina se nota una carencia en el sistema tributario de normas específicas que permitan asegurar un marco tributario neutral a estas explotaciones que, por su naturaleza, requieren de grandes inversiones y largos períodos de maduración. Estas características pueden conducir a la necesidad del abandono de explotaciones y proyectos, y a la generación de quebrantos fiscales que no siempre son susceptibles de ser compensados contra otras explotaciones rentables de la empresa en el período legal establecido para ello.

En consecuencia, recomendamos que el sistema tributario argentino produzca las adaptaciones necesarias para colocar estas explotaciones en condiciones de neutralidad de tratamiento con otras actividades. Para ello, la extensión del plazo de extinción del derecho de compensación de quebrantos fiscales, el aseguramiento impositivo de los costos incurridos por la actividad (del principio al fin), la deducción de la provisión por taponamiento de pozos, la creación de un régimen de promoción por inversiones en actividades exploratorias que contengan verdaderos beneficios fiscales, resultan elementos que habrán de colocar al país en igualdad de condiciones con otras naciones, en la competencia por la captación de inversiones para esta actividad.

8. Bibliografía

- Colaiacovo, J. L.: "Joint ventures y otras formas de cooperación empresaria internacional" - Editorial Macchi - 1992.
- Scalone, E.: "Los consorcios de empresas. Su tratamiento fiscal frente a las recientes modificaciones legales" - D.T.E. - L.I. - T.L. - página 19.
- Scalone, E.: "Los consorcios de empresas frente al impuesto a las ganancias" - D.T.E. - L.I. - T. XLVIII - página 631.
- Scalone, E.: "Aspectos fiscales de la ley de contratos de riesgo petrolero" - D.F. - T. XXVIII - página 1201.
- Villar, C.: "Agrupaciones de colaboración (arts. 367 a 376 agregados a la ley 19.550 por la ley 22.903). Su situación frente a las leyes fiscales" - Imp. - T. XLIII - A - página 315.
- Raimondi, C. A. y Atchabahian A.: "El impuesto a las ganancias" - Editorial La Ley - 2007.
- Giuliani Fonrouge, C. M. y Navarrine, S. C.: "Impuesto a las ganancias" - Editorial Depalma - 1976 - página 577.
- Fernández, L. O.: "Impuesto a las ganancias" - Editorial La Ley - 2005 - página 362.
- Reig, E. J.: "Impuesto a las ganancias" - Editorial Macchi - 2006.

- Interpretación de la CINIIF N° 1 *Cambios en pasivos existentes por retiro del servicio, restauración y similares* desarrollada por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera y emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad - 2004.
- NIIF N° 6 *Exploración y evaluación de Recursos Minerales* - 2006.
- Ley N° 26.221 - Ley Orgánica de Hidrocarburos (Perú). Concordancias: Ley N° 27.377 - D.S. N° 083/2002 - EF - D.S. N° 032/2002 - EM - Ley N° 27.909 (artículo 1°).
- Decreto Supremo N° 179/2004.
- Artículo de doctrina "Una aproximación al régimen de regalías e Impuesto a la Renta en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos" - Perú - 2009.
- Brignetti Barbis, R.: "Estabilidad tributaria en los contratos petroleros: tratamiento a los impuestos al consumo" - Revista Legal - Perú - 1997.
- Decreto Supremo N° 32/1995 - EF.
- Ley del Impuesto a la Renta - Contenida en el artículo 1° del Decreto Ley N° 874 - Chile.
- Ley N° 20.241 - Establece un incentivo tributario a la inversión privada en investigación y desarrollo.

- Gonzalez Suau, P. Oficio N° 1317 del 23 de abril de 2009. Subdirección Normativa. Departamentos de Impuesto Directos - Chile.
- Cartilla Tributaria - "Tratamiento Tributario de la Depreciación Acelerada de los Activos Fijos" - Publicación de la Cámara Chilena de la Construcción A.G. - Chile - 2007.
- Circular N° 65, de 25.09.2001, del SII. Boletín Técnico N° 33, de 1986, del Colegio de Contadores, sobre "Tratamiento Contable del Activo Fijo."
- Manual de Consultas Tributarias, N° 295, Editorial Lexis Nexis, Ediciones Técnicas Tributarias, Julio 2002, pág. 71.
- Sotomayor Klapp, R.: "Concepto General del Gasto Necesario ante la Jurisprudencia Chilena; Visión Crítica" - Editorial Metropolitana - 2005 - páginas 109 y sgts.
- García Belsunce, H.: "El Concepto de Crédito en la Doctrina y en el Derecho Tributario" - Editorial Depalma - Argentina - 1967.