

La Pampa  
REGÍMENES DE  
REGALÍAS EN  
PETRÓLEO Y GAS

Relevamiento, análisis y  
propuesta de optimización



**CONSEJO FEDERAL  
DE INVERSIONES**

Diego Fernando Guichón  
Contrato de Obra - Exp. N° 19422 05 01

**Extracto.**

En el marco del Contrato de Obra - Exp. N° 19422 05 01 La Pampa, regímenes de regalías de petróleo y gas. Relevamiento y análisis y propuesta de optimización, se ha elaborado un informe final, que contempla todos los trabajos comprometidos, y que incluye estudios adicionales, sobre indicadores físicos de perforación, revisiones de reservas y recursos contingentes, así como el estudio de regímenes con objetivos similares introducidos recientemente por las provincias de Río Negro y Mendoza. El trabajo recomienda 5 regímenes especiales de regalías, el primero destinado a evitar el cierre prematuro de pozos, el segundo a promover nuevas inversiones en exploración, el tercero para estimular nuevas inversiones en desarrollo, el cuarto para estimular inversiones en almacenaje subterráneo de gas natural, y finalmente el último para promover la inversión en la explotación de recursos no convencionales. Para el primer régimen se adjunta planilla de cálculo para las tasas de regalías a aplicar, y planillas de simulación sobre el efecto esperado en materia de producción incremental. Si bien este régimen prevé principios generales, los beneficios a otorgar se deberán determinar área por área, con base en las instalaciones de medición existentes, que condicionarán el grado de detalle del régimen. Para exploración y desarrollo se adjuntan planillas de cálculo para los créditos fiscales a otorgar. Las posibilidades de inversiones adicionales en desarrollo, son comentadas al analizar la evolución que han tenido las reservas y los recursos contingentes en las principales áreas de la provincia. Cada uno de estos regímenes ha sido fundado en la experiencia internacional estudiada, en las características de los recursos existentes en La Pampa, y en estudios de costos y sistemas de compromisos de inversiones, instrumentados en el ámbito nacional y en algunas provincias del país. Estudios adicionales pueden permitir mejorar aún más el detalle de los créditos fiscales otorgables para desarrollo incremental. Los regímenes propuestos, solo puedan implicar una menor recaudación de regalías sobre la producción incremental que generen. El conjunto de estos regímenes podrá ser instrumentado a partir del proyecto de Ley, y normas reglamentarias de la autoridad de aplicación (se acompaña proyecto de norma para requerimiento de información y creación de un registro), así como cambios en los contratos conforme al modelo de Acta Acuerdo que se adjunta. Estos documentos se adjuntan conforme a lo comprometido en los TDR.

## Índice

I. Objetivo.....	1
1. General .....	1
2. Específicos.....	1
3. Alcance: .....	1
II. Análisis de bibliografía sobre sistemas fiscales aplicados a industrias extractivas de experiencia internacional significativa .....	2
1. Síntesis y conclusiones preliminares.....	2
2. Revisión de la Literatura.....	6
a. La descripción actualizada de los sistemas fiscales .....	6
b. Ejes del informe .....	6
c. Otros ejes posibles .....	8
3. La renta.....	13
a. La renta económica .....	13
b. Renta ricardiana.....	14
c. Renta de agotamiento.....	14
d. Cuasi – renta.....	15
e. Renta y riesgo.....	16
f. Renta y base de cálculo.....	17
g. Renta y asimetría de información .....	18
h. Formas de grabar la renta.....	20
i. Contabilidad o flujo de fondos.....	20
ii. Modelos progresivos.....	22
4. Neutralidad y Promoción .....	23
a. Alberta hasta el año 2015 .....	26

i.	Neutralidad .....	26
ii.	Promoción .....	28
b.	Contratos flexibles de producción compartida .....	29
i.	Neutralidad .....	30
ii.	Promoción .....	31
iii.	Neutralidad y escalas móviles .....	31
5.	Comparaciones de sistemas fiscales.....	31
a.	Government Take .....	31
b.	Comparaciones complejas de sistemas fiscales.....	33
i.	USA (2011).....	34
(a)	Government Take y prospectividad .....	34
(b)	Comparaciones internacionales .....	35
ii.	Alberta (2016).....	37
(a)	Selección de jurisdicciones .....	38
(b)	Proyectos seleccionados en Alberta.....	38
(c)	Métricas de comparación.....	39
iii.	Conclusiones parciales.....	40
6.	Dificultades Administrativas .....	42
7.	Revisión de regímenes de regalías en países extranjeros - Resultados obtenidos .....	45
a.	Alberta y BC.....	46
b.	Perú y Colombia .....	49
c.	Descripción: Provincia de Alberta – Canadá.....	50
i.	Particularidades del sistema de regalías de Alberta .....	51
ii.	Estimación de costos.....	52
iii.	Determinación de la tasa de Regalía.....	57
iv.	Componente precio y componente cantidad .....	58
v.	Análisis del sistema .....	60

d. British Columbia.....	61
i. Particularidades del sistema.....	61
ii. Regalías sobre petróleo.....	63
iii. Regalías sobre el gas natural.....	64
iv. Programas por tipo de inversión.....	65
v. Reducción de regalías por baja productividad.....	68
e. Colombia.....	68
i. Regímenes de regalías.....	69
ii. Derechos por precios elevados.....	69
iii. Otros derechos de participación.....	71
f. Perú.....	71
i. Régimen fiscal.....	71
ii. Regalías.....	72
8. Bibliografía.....	74
III. Análisis del marco normativo de la Provincia de La Pampa en el sector de producción de hidrocarburos.....	81
1. Evolución normativa.....	81
a. Código de Minería.....	81
b. Ley 17.319.....	82
c. Ley 24.145.....	84
d. Reforma Constitucional de 1994.....	85
e. Ley 26.197.....	91
f. Ley 27.007.....	93
2. Reservas de áreas a las empresas estatales bajo distintas modalidades.....	96
3. Participación de las empresas provinciales.....	101
a. Neuquén.....	101

b.	Santa Cruz .....	104
c.	Chubut .....	105
d.	Mendoza .....	107
e.	Rio Negro .....	108
f.	Salta .....	109
g.	Jujuy .....	110
h.	Formosa .....	110
4.	Provincia de La Pampa .....	111
a.	Área Medanito .....	117
b.	Área Medanito Sur .....	119
c.	Área 25 de mayo – Medanito SE .....	121
d.	Área Jagüel de los Machos .....	123
e.	Área Gobernador Ayala V .....	124
f.	Área Rinconada-Puesto Morales .....	125
g.	Área Salina Grande I .....	126
h.	Área CNQ7A .....	127
i.	Área Gobernador Ayala III .....	127
5.	Las regalías como contraprestación .....	128
IV.	Propuesta de mejora al actual Régimen de Regalías para la provincia de La Pampa .....	131
1.	Introducción .....	131
2.	Características Provincia de La Pampa .....	132
3.	Regímenes propuestos .....	133
a.	Régimen especial para evitar el cierre prematuro de pozos .....	134
<input type="checkbox"/>	Medida propuesta .....	138
b.	Régimen especial para inversiones en exploración incrementales ....	138
<input type="checkbox"/>	Medida propuesta .....	140

c.	Régimen especial para inversiones en desarrollo incrementales .....	141
	<input type="checkbox"/> Medida propuesta.....	146
d.	Proyectos especiales .....	147
	i. Almacenaje subterráneo de gas natural. ....	147
	<input type="checkbox"/> Medida propuesta.....	148
	ii. Producción de shale gas y shale oil.....	148
	<input type="checkbox"/> Medida propuesta.....	148
4.	Anexo A Indicadores físicos en la industria y en los sistemas fiscales..	149
	a. El caso de la actividad de perforación y completamiento .....	149
	b. Complejidad de la actividad de perforación .....	150
	i. Los pozos direccionales. ....	151
	c. Indicadores de perforación.....	152
	d. JAS - Encuesta conjunta de asociaciones .....	155
	i. Historia .....	155
	ii. Objetivo .....	156
	iii. Variables primarias.....	156
	iv. Desarrollo .....	158
	v. Validez.....	160
	e. Índice de riesgo mecánico (IRM) .....	160
	i. Historia .....	160
	ii. Objetivo. ....	161
	iii. Variables primarias.....	161
	iv. Extensiones - Factores clave de perforación.....	163
	v. Desarrollo .....	166
	<input type="checkbox"/> Factores de componentes.....	166
	<input type="checkbox"/> Índice de Riesgo Mecánico (IRM) .....	167

vi. Validez.....	167
f. Índice de dificultad direccional .....	169
i. Historia .....	169
ii. Objetivo .....	169
iii. Variables primarias .....	169
iv. Desarrollo .....	170
v. Validez.....	171
g. Índice de dificultad .....	172
i. Historia .....	172
ii. Objetivo .....	172
iii. Variables primarias .....	173
iv. Validez.....	174
5. Anexo B - Programas exploratorios comprometidos y Unidades de Trabajo.....	175
6. Anexo C - Posibles oportunidades para inversiones en Desarrollo.....	177
7. Índice de Tablas .....	181
8. Índice de gráficos .....	181
V. Proyecto de normas de regalías y modelo de contrato de asociación para Pampetrol SAPEM y empresas privadas .....	182
1. Proyecto de Ley “Programa de Promoción Hidrocarburífera” .....	185
2. Proyecto de Resolución de la Secretaría de Energía de La Pampa .....	196
3. Modelo de Acta Acuerdo para modificar el régimen de regalías en los contratos de Pampetrol SAPEM y/o empresas privadas .....	199

## **I. Objetivo**

### **1. General**

Proponer, con fundamentos técnicos, cambios que resulten aplicables a la Provincia de La Pampa a fin de mejorar el actual sistema fiscal referido a la producción de petróleo y gas permitiendo promover inversiones en reactivación de pozos abandonados, prolongar la explotación de pozos de baja productividad y mejorar la forma de captura de la renta en los pozos de alta productividad.

### **2. Específicos**

**a.** Búsqueda y revisión de la bibliografía existente sobre los sistemas fiscales aplicados en general a la industria extractiva, y en particular a la producción de petróleo y gas. Revisión de bibliografía que resulta relevante en torno a los sistemas fiscales particulares de regiones o países, que enfrentan una problemática con características similares a la Provincia de La Pampa, así como el análisis de regímenes de regalías extranjeros en donde predomine la explotación de recursos convencionales, o bien exista un régimen diferenciado para los convencionales y otro para los no convencionales.

**b.** Analizar el marco normativo de la Provincia de La Pampa en el sector de producción de hidrocarburos con inclusión de la Constitución Nacional, la Ley 17.319 y Decreto Reglamentario 1671/69.

**c.** Teniendo en cuenta los parámetros de la Ley 17.319, y la regulación de la actividad de Pampetrol Sapem proponer mejoras posibles al actual sistema de regalías, que lo tornen más eficiente que el actual en relación a los siguientes objetivos: i) atraer inversiones; ii) fomentar proyectos de mayor riesgo y compleja productividad; iii) revertir o mitigar la declinación de los yacimientos; y iv) mejorar la efectiva percepción de la provincia de La Pampa de la renta petrolera.

**d.** Proponer proyectos de normas que prevean la introducción de un régimen de regalías flexible aplicable a la producción incremental que pueda generarse a partir de mejoras al actual sistema.

### **3. Alcance:**

A partir del análisis de bibliografía y normativa nacional e internacional relacionada a la producción de gas y petróleo elaborar propuestas de proyectos de normas que prevean la introducción de un régimen de regalías flexibles que permita atraer inversiones, fomentar proyectos de mayor riesgo y compleja productividad, revertir o mitigar la declinación de los yacimientos y mejorar la efectiva percepción de la Provincia de La Pampa de la renta petrolera.

## **II. Análisis de bibliografía sobre sistemas fiscales aplicados a industrias extractivas de experiencia internacional significativa**

### **1. Síntesis y conclusiones preliminares**

A partir de la revisión de la literatura realizada, y del análisis en particular de 4 regímenes de regalías extranjeros, se considera que se pueden extraer algunas reflexiones particulares para el caso de la Provincia de La Pampa. Las mismas son sobre todo una forma de ordenar las opciones disponibles, y no implican ya un juicio definitivo.

El sistema de regalías a tasa fija, por concesión tiene serias limitaciones en cuanto a los objetivos de maximizar la recaudación de la renta, como así también en materia de neutralidad, siendo su única virtud tal vez la simplicidad administrativa. Dada la experiencia internacional, y con el alcance mencionado en el primer párrafo, se pueden formular algunas recomendaciones preliminares.

- a) Puede resultar conveniente desarrollar capacidades administrativas compartidas entre distintas jurisdicciones, particularmente en la gestión de la información. En tal sentido, el caso de Petrinex en Canadá debería analizarse.
- b) El sistema fiscal, que condiciona las decisiones de inversión y operativas, no es solo provincial, sino nacional, e incluso internacional. Pero, en este estudio, estas últimas, deben tomarse como un dato, importante al momento de hacer propuestas, pero que no puede ser modificado.
- c) En la Provincia de la Pampa (en adelante LP) coexisten dos regímenes diferentes de regalías, uno el aplicable a las Concesiones sin participación de Pampetrol, y otro a las Concesiones y Contratos en los cuales participa Pampetrol. Dado que la tasa de regalías en este último caso, es mucho mayor que en el primero, existen mayores oportunidades en los Contratos, para instrumentar regímenes complementarios, que permitan atender a los objetivos de una mayor neutralidad, y además una mayor recaudación.
- d) La competitividad relativa de las Provincias, en las áreas cuyos derechos han sido otorgados a empresas públicas provinciales, depende de las formas particulares de contratación que se materialicen entre dichas empresas públicas provinciales y empresas privadas. Pero el acceso a este tipo de información es restringido.

- e) La competitividad relativa de las Provincias y del Estado Nacional, dentro del régimen de la Ley 17.319, depende fundamentalmente de su distinta dotación de recursos. No obstante, puede ser posible mejorar la competitividad y neutralidad del sistema, instrumentando escalas variables para las regalías, a partir del precio de los hidrocarburos, y la productividad por pozo, mecanismos ambos, ampliamente utilizado a nivel internacional.
- f) En las Concesiones que se ajustan a la Ley 17.319 en materia de regalías, estas escalas solo permitirían reducir las tasas máximas establecidas, pero no aumentarlas. Por ejemplo, no vemos como podría instrumentarse un régimen de Derechos a precios altos, tal como tiene previsto Colombia, pero si reducciones para precios bajos.
- g) En tal sentido, sería posible regular el paso de las regalías máximas del 12 %, a las mínimas del 5 %. como ya se ha realizado en la Argentina. Por ejemplo, en el Anexo II, del Decreto 872/2018 por el cual se llamó a una ronda licitatoria, para otorgar permisos de exploración off shore, se estableció un mecanismo de ajuste particular para la tasa de regalías, que regula el pasaje de la misma dentro de los extremos previstos por la ley esto es del 5% al 12 %.
- h) Por lo tanto, aun bajo la ley 17.319, existe la posibilidad de establecer regímenes de promoción que regulen entre ambos extremos las regalías a aplicar, bajo distintas circunstancias. En el caso de las áreas cuyos derechos mineros han sido otorgados a Pampetrol, las posibilidades son mayores.
- i) Respecto de la producción de los pozos existentes, pueden instrumentarse mecanismos que permitan demorar el momento del abandono de los mismos, y así generar un efecto sobre la actividad positiva, y un incremento en la recaudación fiscal. Estos efectos en el caso de las regalías establecidas por la Ley 17.319 puede ser modestos, pero en el caso de los Contratos de Asociación de Pampetrol con empresas privadas, puede ser significativo.
- j) Si se introdujeran escalas descendentes de tasas de regalías en función del precio, debería tenerse en cuenta las políticas energéticas nacionales, que pueden modificar el monto efectivamente percibido por cada empresa productora, a partir de compensaciones, u otro tipo de transferencias.
- k) Por otra parte, si se introdujeran escalas descendentes de tasas de regalías en función de la productividad, debería tenerse en cuenta la experiencia de Alberta y BC, que introducen reducciones de regalías,

cuando la producción por pozo desciende por debajo de determinados niveles.

- l) Pero para pasar de la producción por Concesión a la producción por pozo, sería necesario identificar con precisión los pozos que se computarían para dividir la producción del área entre ellos. Por ejemplo, deberían excluirse pozos inactivos, pozos inyectoros, pozos sumidero, etc.
- m) Si el objetivo, es no solo posponer el momento de abandono, sino estimular producciones incrementales, entonces deberían buscarse mecanismos que permitan aislar inversiones y producciones incrementales, de aquellas inversiones y producciones que ocurrirían con el esquema de regalías actual.
- n) Para actividades de exploración el enfoque incremental, no parece difícil de implementar en la medida en que el eventual éxito exploratorio, genere una producción adicional que sea fácilmente identificable, y para las inversiones, podría adoptarse la metodología de unidades técnicas, tales como se ha hecho en el Plan Exploratorio Argentina, y en el actual Plan Exploratorio en áreas off shore de Argentina.
- o) En el caso de yacimientos que ya se encuentran en producción, las inversiones y producciones incrementales, incluyendo por ejemplo el reingreso a formación para extender la longitud de los pozos, o invertir en estimulación, plantea un problema más complejo, por los problemas de asimetría de información entre la empresa operadora y los entes públicos.
- p) Ahora bien, debe tenerse en cuenta que el problema de asimetría de información se presenta en cualquier parte del mundo, y por supuesto en los regímenes analizados, no se intenta lograr una exactitud inaccesible, sino que de calibrar los incentivos para que aun con cierta incertidumbre se produzcan estímulos en la actividad en la dirección correcta, y resultados fiscales positivos. O sea, no se trata de lograr un sistema fiscal perfecto, sino el mejor posible, dadas las circunstancias de las cuales se parte.
- q) En materia de producción incremental, en muchas ocasiones se ha recurrido a determinar una curva base y sobre esta la producción incremental. No obstante, en la estimación de las curvas de producción base, e incremental, existe siempre un problema de incertidumbre y de asimetría de información.
- r) Para tener en cuenta al menos parcialmente este problema se considera que los beneficios que eventualmente se otorguen podrían ajustarse para

casos extremos en que la producción incremental resultase muy superior a la prevista.

- s) En el caso de las inversiones incrementales, de acuerdo a la experiencia de Alberta y BC, puede ser una política adecuada para estimular las mismas, establecer deducciones especiales de la base de cálculo de regalías, antes que modificar la tasa de regalías, o generar créditos fiscales computables contra su pago.
- t) No es necesario que las deducciones de la base de cálculo coincidan exactamente con las erogaciones realmente efectuadas para que exista una mejora en la neutralidad del régimen. Se pueden establecer dichas deducciones a partir de valores estándares de unidades técnicas de inversión, y no de los valores efectivamente erogados en nuevas inversiones, lo cual puede resultar adecuado en términos de incentivos, y facilitar el control, y la gobernanza del sistema.
- u) Por otra parte, cualquier beneficio que se otorgue solo debería poder materializarse en la medida en que el flujo de regalías de la producción incremental lo permita, y no sobre el flujo de regalías de la producción ya desarrollada.
- v) De esta manera el costo fiscal de los estímulos otorgados, no podrá superar nunca la recaudación incremental que se origine en la producción incremental, y generalmente será menor a este valor arrojando un resultado fiscal neto positivo.
- w) En el caso de inversiones incrementales, en Concesiones regidas por la Ley 17.319, exclusivamente, este tipo de enfoque hace que el riesgo minero permanezca en el operador, aunque mejora la rentabilidad esperada de los eventuales éxitos.
- x) Para el caso de los Contratos entre Pampetrol y empresas privadas, donde de alguna manera la empresa publica participa del riesgo de las inversiones en desarrollo debería analizarse la política a seguir al momento de contabilizar toda inversión incremental que se promueva mediante estos regímenes.

## **2. Revisión de la Literatura**

### **a. La descripción actualizada de los sistemas fiscales**

Anualmente grandes empresas de consultoría publican u ofrecen servicios descriptivos, sobre cientos de sistemas fiscales vigentes en el mundo, tales como EyY (2019). Se trata de recopilaciones actualizadas de la normativa aplicable, pero sin emitir juicio alguno sobre las mismas. A nivel regional, OLADE (2010 a) y (2010 b) realizaron también un análisis descriptivo de los sistemas fiscales de Latinoamérica, como parte del análisis de los marcos contractuales, sin emitir juicios. En la misma línea, se puede decir que la página WEB de Extractives Industries Transparency Initiative (EITI), brinda información descriptiva de los sistemas fiscales que se aplican, y en alguna medida del resultado de los mismos. Este tipo de informes si bien son de utilidad, no es suficiente, por falta de mayores datos y metodologías, para realizar propuestas.

### **b. Ejes del informe**

Hay otra literatura, que es la que más nos interesa, que toma como base las descripciones anteriores, pero que introduce otras informaciones, análisis, evaluaciones, recomendaciones, y que en definitiva emite juicios sobre la materia.

Hay trabajos previos que han revisado la literatura académica sobre Sistemas Fiscales, tales como Boadway R, Keen M (2010), y en Latinoamérica, Gómez Sabaíni et all (2015). Sin embargo, muchas de estas revisiones se han quedado en eso, es decir, en la literatura académica. No hay una efectiva integración entre esta y los trabajos de empresas consultoras de reconocido prestigio sobre el tema.

Pocos autores como Smith (2012) reconocen explícitamente la importancia de estos estudios privados. Muchos cambios importantes en los Sistemas Fiscales, han estado fundados en importantes estudios previos de consultoría, como los casos del sistema fiscal en tierras federales de USA (2011), revisión en UK (2014) y revisión de Alberta (2016).

La literatura académica, es económica y/o legal, mientras que en los estudios de consultoría se pueden encontrar también sugerencias, basadas en el tipo de recurso, la riqueza geológica, problemas de ingeniería, etc. La literatura académica, generalmente no tiene acceso a información sensible en materia de costos, o a estadísticas comprensivas de actividad física y de proyectos en el up stream, a las que algunas empresas consultoras si puede acceder. La literatura académica tiene una gran carga teórica en cambio los trabajos de consultoría, generalmente proponen alternativas prácticas, fundadas muchas veces en la opinión de especialistas y no en teorías formalmente estructuradas.

Analizar en forma conjunta, estos dos tipos de fuentes, puede generar cuestiones interesantes, y esta es la característica que distingue esta revisión de la literatura de otras realizadas anteriormente.

El sistema fiscal, tiene múltiples dimensiones, que son difíciles de reducir a un solo indicador. Es aconsejable seleccionar algunas de estas dimensiones que denominaremos ejes temáticos o ejes simplemente, como un marco para ordenar la exposición. Dentro de la literatura académica, y en el ámbito de la CEPAL se han desarrollado intentos interesantes de evaluación multicriterio de instrumentos fiscales individuales, en particular Gómez Sabaíni et all (2015) y Altomonte H, Sánchez R.J. (2016), han considerado 4 dimensiones para los instrumentos fiscales individualmente considerados, a saber: “costos administrativos”, “neutralidad eficiencia”, “estabilidad riesgo gobierno”, “progresividad flexibilidad y equidad”. Los cuatro seleccionados en este trabajo son:

- a) Maximizar la captura de la renta por parte del propietario original del recurso.
- b) Neutralidad y promoción.
- c) Competitividad del sistema fiscal es decir que sea efectivo para atraer inversiones.
- d) Facilidad de administración.

Como puede observarse hay algunas diferencias respecto de los trabajos realizados en el ámbito de la CEPAL, que se comprenderán mejor a partir del desarrollo de este trabajo.

Los ejes seleccionados no están aislados entre sí, sino que interactúan. Por ejemplo, las preguntas propias del eje (a), es como definir y medir la renta de los hidrocarburos, y que parte de esa renta permite obtener el sistema fiscal. Si bien hay bastante consenso sobre la definición de renta de los hidrocarburos, la medición es compleja, sea que se aborde a nivel de una empresa, o de un proyecto.

El eje b) comprende dos puntos, la neutralidad y la promoción. En ambos casos se trata de determinar que decisiones se habrían tomado sin impuestos y cuales se tomarían con impuestos. La preocupación por la neutralidad, supone en general que sin impuestos las decisiones serían las correctas, es decir el mercado asignaría correctamente los recursos, y entonces se trata de que el impacto del sistema fiscal, sea el menor posible. La preocupación por la promoción, supone por el contrario que sin impuestos, las decisiones orientadas por el mercado no serían las socialmente optimas, y trata de promover comportamientos específicos.

La relación entre los ejes a) y b) es clara. Si fuese sencillo diseñar un sistema fiscal, que se limitase a capturar solo la renta de los hidrocarburos, por definición, no habría impacto distorsivo alguno sobre las decisiones de inversión u operativas. La preocupación por la neutralidad, generalmente está asociada al abandono prematuro de pozos, o al menor ritmo de inversiones, la preocupación por la promoción, está asociada a la conservación del recurso, preservación ambiental, desarrollo tecnológico, desarrollo de infraestructura socialmente valiosa, integración vertical productiva local, etc.

El eje c) puede verse como una alternativa a los anteriores. Se trata en este caso de comparar el sistema fiscal propio con otros que sean comparables, es decir, de comparar “manzanas con manzanas”. Aquí es donde se encuentran los desarrollos más interesantes de empresas consultoras, por su enfoque multidisciplinario.

Finalmente, el eje d) es la facilidad de control y administración. Esta dimensión aparece como muy importante cuando se trata de tomar decisiones, entre un sistema fiscal basado sobre la producción y/o ventas, y un sistema fiscal basado sobre los beneficios o rentas. Sin embargo, algunos especialistas, como Calder (2010 a), (2010 b) y (2014), tienen una mirada mucho más amplia sobre el tema, e incluso ponen en duda que esta afirmación sea necesariamente cierta.

En principio las mejoras que se propongan se evaluarán en función de tres enfoques principales: i) participación en la renta, ii) neutralidad y iii) la posibilidad práctica que ofrezca su administración.

### **c. Otros ejes posibles**

No obstante, estos cuatro enfoques, no son los únicos posibles, pero si a nuestro juicio los más relevantes, para ordenar la exposición. Hay otros enfoques posibles, que se han desarrollado en diversos trabajos, a saber:

e) Modalidades contractuales.

Este enfoque se refiere al tipo de habilitación que se firma entre el propietario de los recursos y la empresa que los explota. Por ejemplo, concesiones, licencias, arrendamientos, empresas mixtas, etc., es decir, en que se instrumentan los mismos, tal como se observa en Tordo (2007) y Nakhle (2010). Van Meurs (2016) luego de analizar 580 sistemas fiscales, los clasifica de la siguiente forma

- Sistemas de concesión, licencia o arrendamiento:
  - EE.UU. (excluyendo Alaska) – 83 sistemas
  - Países Desarrollados (excluyendo US, pero incluyendo Alaska) – 177 sistemas
  - Países en Desarrollo - 116 sistemas
- Sistemas de contratos de producción compartida, de beneficios compartidos y servicios
  - África y Sur del Sahara – 65 sistemas.
  - Otros países en desarrollo, y países desarrollados – 139 sistemas.

Algunos trabajos analizan una sola de estas modalidades, tal como Bindemann (1999) con los Contratos de Producción Compartida. Otros comparan entre sí modalidades de participación privada, y su evolución histórica, como puede verse en Johnston (1998) y (2003) o Blake y Roberts (2006). Incluso un ejercicio habitualmente planteado, como puede observarse en Van Meurs (2016) es encontrar los parámetros fiscales, que hacen que dos modalidades contractuales, sean fiscalmente idénticas.

Escapa al alcance de este trabajo realizar recomendaciones, sobre esquemas generales de contratación, sino que se buscaran proponer instrumentos adicionales para ser aplicados a los esquemas ya existentes.

f) Diseño de un solo instrumento fiscal.

Por ejemplo, Reece (1978) y Cramton P (2010) analizan solo los bonos y los mecanismos de subasta, bajo distintas circunstancias, o Mc Pherson (2010) quien solo analiza la participación estatal. También es habitual este enfoque en materia de regalías, o impuestos brutos a las ventas, exclusivamente.

En algunos casos, se han comparado dos instrumentos fiscales entre sí, tales como el cambio que se produce en la percepción de un bono a la firma, frente a la reducción de las regalías ad valorem. Este tipo de enfoque es complementario de los seleccionados, y podrá emplearse al efectuarse propuestas para el régimen provincial.

g) Progresividad y regresividad.

Como señalan Gómez Sabini et al (2015), en la teoría económica tradicional, el término “progresividad”, se utiliza para expresar la relación entre la carga fiscal efectiva de un determinado impuesto, y la capacidad económica de los distintos sujetos alcanzados por el mismo. En principio implica que el gravamen es función creciente de la base imponible, la cual normalmente está vinculada al ingreso total, ganancia total, o renta total.

Algunos trabajos, como Van Meurs (2016) y (2020) se enfocan en la existencia y grado de progresividad o regresividad en los sistemas fiscales, y cuáles son las combinaciones de instrumentos fiscales que permiten lograr un mismo resultado en términos de progresividad o regresividad. Este tipo de análisis está estrechamente vinculado con el enfoque a) cuando se trata de progresividad, y con el enfoque b) cuando se trata de regresividad.

La progresividad es un tema que se verá bajo el enfoque de la renta, mientras que la regresividad se analizará en relación a los problemas de neutralidad de los sistemas fiscales.

h) Análisis locales y comparativos bajo similares condiciones geológicas.

A este tipo de análisis, Smith (2012) lo denomina método de los “escenarios”, y señala como una de sus ventajas que puede calibrarse para representar en forma realista una situación local.

Este enfoque se aplica también para hacer comparaciones entre sistemas fiscales, pero para similares condiciones geológicas y de costos. El enfoque brinda solo una visión parcial dado que el impacto de un sistema fiscal será muy distinto, en términos de renta, competitividad, distorsión y complejidad administrativa de acuerdo a las características del recurso, su ubicación geográfica etc.

Un caso particular de este enfoque es el empleo de datos de participación gubernamental en los beneficios, habitualmente denominado Government Take, como en Johnston (1998) y (2003). Quien tal vez sea quien más ha desarrollado este indicador en sus múltiples extensiones, es Van Meurs (2020). El indicador de Government Take será utilizado como una de las dimensiones para comparar sistemas fiscales, en el eje c)

Más recientemente, Boadway R, Keen M (2010), y Daniel P et al, (2010 a) han propuesto los conceptos de tasa impositiva efectiva promedio (AETR) que es simplemente la proporción del valor presente de los ingresos generados por algún proyecto hipotético que se recauda en impuestos, y la tasa impositiva marginal

(METR), en donde el análisis no se realiza para el ciclo de vida del proyecto, sino para una actividad en particular. Cuando la métrica combina las probabilidades de éxito y fracaso exploratorio, se introduce el indicador de Valor Monetario Esperado, tal como se señala en Üşenmez (2019).

Tanto las extensiones del indicador de Government Take, como la METR, muestran que se puede aplicar este tipo de análisis para múltiples decisiones, y en tal sentido no se justifican actualmente las críticas formuladas por Smith (2012) de que solo se aplican a las decisiones de desarrollar o no un campo.

Dentro de este marco el Fondo Monetario Internacional, ha diseñado el sitio Fiscal Analysis of Resources Industries (FARI), que permite evaluar y hacer comparaciones de sistemas fiscales de distintos países.<sup>1</sup> En este sitio también se pueden acceder a estudios sobre países particulares, tales como Mauritania, Sud África, Israel, Líbano, Filipinas, Islandia, Rusia, y Zambia.

No obstante, las extensiones que se han realizado no logran incluir otras dimensiones de interés al momento de la toma de decisiones. En tal sentido Daniel P et all, (2010 a) reconocen que no se incorpora la flexibilidad, que puede observarse mejor por otros modelos, como el árbol de decisión, y las opciones reales, En tal sentido el valor de la opción de esperar para iniciar el desarrollo de un campo, ha sido objeto de estudio para el Mar del Norte. Una reseña de estos estudios puede encontrarse en Smith (2012).

i) Función de producción de ingeniería.

Smith (2012), menciona distintos trabajos, que han desarrollado modelos basados en ingeniería para simular la toma de decisiones de las empresas y como podrían verse afectadas por un determinado Sistema Fiscal. Los modelos van desde la simulación de reservorios, a la producción por pozo, descripta a partir de la técnica de curvas de declinación, propias de esta actividad.

Por otra parte, hay estudios de sistemas fiscales, que se ha desarrollado para recursos particulares. Por ejemplo, para arenas petroleras de Canadá, podemos citar Alberta (2018) y Ernest y Young (2012) para el caso del shale gas en Polonia.

A priori no observamos que en La Pampa existan otros recursos distintos de los convencionales. En este marco tener presente algunas características técnicas de la producción resulta indispensable para el diseño del sistema fiscal.

---

<sup>1</sup> <https://www.imf.org/external/np/fad/fari/>

j) Teoría neoclásica.

La tradición de pensamiento, originada en Hotelling (1931), ha estado interesada en explicar las particularidades de los recursos no renovables, en el marco de la economía neoclásica y de modelos inter temporales. Por ejemplo Conrad y Holl (1981), elabora un modelo para representar el efecto de diversos instrumentos fiscales, sobre el tiempo de extracción de minerales de distinta calidad, la tasa de extracción, el total de recurso extraído, y la efectividad de la recaudación fiscal. Osmundsen (1998), desarrolla a su vez un modelo, para representar problemas de asimetría de información. Smith (2012), revisa esta tradición de pensamiento que tuvo un importante desarrollo a partir de la década del setenta, la cual aparece como sumamente abstracta, y no ha dado empíricamente resultados significativos.

k) Medición.

Muchas estimaciones se realizan con metodologías de flujo de fondos, y en tal sentido hay diversos diseños de planillas excel por ejemplo Kasriel y Wood (2013) y Luca y Mesa Puyo (2016). Por otra parte, se han usado también modelos de equilibrio general, como en el caso de Boyd, R.G. y D. Khosrow, (1994). A los fines de este trabajo, un enfoque que se empleara será el de flujo de fondos, no obstante se hará mención a otras dimensiones tales como la flexibilidad, aunque sin formalizarla.

l) Cuestiones fiscales internacionales.

En las industrias extractivas, es frecuente la participación de empresas multinacionales, lo que introduce como elemento adicional la compatibilización de la tributación en el país en que se encuentran localizados los recursos, con la tributación en los países en que las empresas tienen su domicilio fiscal. Acá aparecen nuevas complejidades tales como los acuerdos internacionales para limitar la doble tributación, los precios de transferencia al interior de las empresas, etc. Una recopilación importante de la literatura sobre el tema se encuentra en Daniel et all (2017).

Las cuestiones internacionales escapan al alcance de este trabajo, aun cuando hay ciertos conceptos como los precios de transferencia que pueden ser aplicados también en el orden interno. Por ejemplo, cuando hay empresas vinculadas que tienen una situación fiscal diferente y que conduce a temas más generales, tales como la asimetría de información y la administración.

II) Otros análisis económicos.

Finalmente, esta la tradición de pensamiento que se orienta hacia el uso de los recursos fiscales obtenidos de las industrias extractivas. Esto se vincula con la “Enfermedad Holandesa”, y el “Curso de los Recursos”. Este es también un campo de estudio, en el cual se evalúa mediante técnicas econométricas, la relación entre precio de las mercaderías, principalmente petróleo, y el gasto público en distintos países exportadores de recursos.

### **3. La renta**

#### **a. La renta económica**

La renta, es un tema clásico de la ciencia económica. Stiglitz (1995), y también por Boadway R y Keen M (2010) la definen, como la cantidad recibida como pago que excede el mínimo requerido para que se realice una acción. Por ejemplo, llevar al mercado un barril de petróleo. El mínimo requerido, se supone que representa el costo de oportunidad. Alternativamente Jhonston (1998) la define como una rentabilidad extraordinaria. La renta es entonces, todo pago que se recibe por realizar una acción y que supera el costo de oportunidad de los recursos empleados o sea la mejor alternativa disponible para emplear esos mismos recursos.

La importancia de las rentas, para el diseño de impuestos no distorsivos es clara. Las mismas podrían gravarse con tasas de hasta el 100 por ciento sin causar ningún cambio de comportamiento, o sea sin afectar las decisiones de inversión, operación y mantenimiento, etc.

Para el análisis económico neoclásico, que considera que los mercados en principio asignan eficientemente los recursos, los impuestos a la renta, al no modificar esta asignación de recursos, no producen pérdidas de eficiencia asignativa. Adicionalmente pueden existir razones de equidad para grabar este concepto. Según Otto et all (2006), las rentas económicas son regalos o pagos por los que los beneficiarios no aportan nada. La extracción de rentas es, por lo tanto, una preocupación principal en el diseño de sistemas fiscales, aplicables a los recursos naturales en general y los hidrocarburos en particular.

En un mundo competitivo, pueden surgir rentas siempre que haya algún factor de producción cuya oferta sea fija, por ejemplo, en razón de un monopolio legal, por derechos de propiedad intelectual protegidos, o bien por otros motivos,

por ejemplo, gestión superior, mejores ubicaciones, así como de barreras a la competencia.

Las rentas del sector recursos, se caracterizan por su escala y su persistencia potencial. Respecto a la escala, la importancia de los hidrocarburos en la economía actual, el stock fijo de hidrocarburos en el subsuelo, y la diversa calidad de los depósitos crea un escenario propicio para la existencia de rentas. Respecto de la persistencia, hoy ya no es tan clara, dado que, en un escenario de transición energética, puede ser que duren solo el tiempo necesario para poner en funcionamiento nuevas fuentes de energía que los reemplacen.

Hay distintos conceptos de rentas, que implican distintos orígenes de la renta que deben tenerse en cuenta.

### **b. Renta ricardiana**

David Ricardo, un economista británico, fue uno de los primeros en explorar las rentas económicas. Escribiendo a principios del siglo XIX, señaló que las tierras agrícolas podían separarse según su fertilidad. A medida que la población crece, para la producción de su alimento, se emplearán tierras cada vez más pobres y, por lo tanto, más costosas. Para que eso suceda, los precios deben subir para cubrir los costos de producción de la tierra marginal, es decir la menos fértil. Las tierras intra-marginales, recibirán entonces una renta, por su mayor fertilidad relativa.

Lo mismo ocurriría en la producción de hidrocarburos, hay yacimientos menos costosos o intra- marginales, y yacimientos más costosos o marginales. Si el precio se establece al nivel de los yacimientos más costosos, los intra-marginales percibirán una renta, llamada renta diferencial o ricardiana. Gravar la renta diferencial, no resultaría distorsivo.

### **c. Renta de agotamiento**

Hotelling (1931) señaló que las empresas productoras de recursos agotables, saben que las unidades que producen hoy no estarán disponibles mañana, y que si postergar la producción puede permitirles obtener un valor actual neto (VAN) positivo. Por lo tanto, dicho VAN debería incorporarse hoy como un costo de oportunidad. A este costo de oportunidad, se lo denomina también renta de Hotelling, renta de escasez, o costo de uso.

Otto et all (2006) comenta este concepto. Cuando se trata de recursos agotables que gozan de una renta diferencial, de tipo ricardiana, el VAN que se pierde por su producción y venta actual, incluye tanto renta de Hotelling, como renta ricardiana. Por otra parte, el costo de uso actual, no solo reflejaría el VAN perdido por su producción futura, sino también el costo de exploración para reponer la cantidad de recursos conocidos. Finalmente, la evidencia empírica obtenida, al menos en minería, indica que el valor de los recursos no renovables in situ, depende fundamentalmente de la renta ricardiana, y que el costo de uso, no es significativo. Otto et all (2006), observan también, que el concepto de costo de uso, no está en la práctica, integrado en la toma de decisiones de los gerentes de minas, y que es la capacidad instalada, la variable que suele definir los niveles de producción.

De acuerdo a estos autores, pretender grabar el costo de uso, como si fuera una renta no es conducente. Primero porque su valor no sería significativo, y segundo porque no es propiamente una renta, sino un costo de oportunidad, con lo cual al intenta grabarla se distorsionaría las decisiones de producción e inversión.

#### **d. Cuasi – renta**

Para determinar las rentas de una actividad, siempre se debe tener cuidado de deducir todos los costos relevantes de las acciones en cuestión. No hacerlo conducirá a que un impuesto que grabe más que las rentas y que por lo tanto introduzca distorsiones en las decisiones.

Esta no es una tarea fácil, cuando existen simultáneamente “cuasi-rentas”. Las cuasi - rentas se originan en inversiones que han tenido un costo inicial, que luego carece de costo de oportunidad. Las inversiones hundidas por definición, no son reversibles, y si solo tienen un uso específico posible, su costo de oportunidad una vez realizadas es muy bajo o nulo. En este contexto la cuasi – renta, es la remuneración en exceso que reciben estas inversiones hundidas respecto de su costo de oportunidad. Los factores de producción que perciben cuasi-rentas, no son necesariamente fijos, es decir podrían ingresar en un plazo determinado nuevas inversiones que compitan con las inversiones existentes.

De acuerdo a Garnaut R (2010) en el ciclo de vida de la explotación de los recursos naturales no renovables, hay distintas instancias en las cuales se ejecutan inversiones hundidas específicas, las cuales si no reciben una remuneración adecuada en términos de cuasi – rentas, no volverán a repetirse.

Por ejemplo, en un enfoque agregado de las decisiones podrían distinguirse en la vida de un proyecto tres fases: exploración, desarrollo y extracción. Las dos primeras fases implicarán costos de inversión sustanciales y, en el caso de la

exploración, cierta incertidumbre sobre el tamaño del depósito de recursos encontrado. Si estas inversiones hundidas no son remuneradas con cuasi – rentas adecuadas en la etapa de extracción, la actividad de exploración y desarrollo en otros campos podría detenerse.

Boadway R, Keen M (2010) denominan como problema de “consistencia temporal” a los casos en que los gobiernos deciden modificar el sistema fiscal, luego de que las inversiones hundidas, se materializan para grabar entonces las cuasi rentas.

En síntesis, las cuasi – rentas comparten con las rentas ricardianas, el hecho de que, si son grabadas en un emprendimiento, el mismo no se detendrá, pero a diferencias de estas, si se detendrán otros emprendimientos potenciales. El sistema fiscal debe tener en cuenta estas circunstancias si quiere mantener continuidad en las actividades, y no grabar las cuasi – rentas razonables atribuibles a las inversiones hundidas.

#### **e. Renta y riesgo**

El riesgo de la actividad debe tomarse en cuenta al determinar la renta. En algunos casos, existe un mercado de seguros, que brinda cobertura para determinados riesgos, cuando esto ocurre debería considerarse los costos de los seguros, como un costo más de producción.

Pero en otros casos, no existe tal mercado, como es el caso de la exploración de hidrocarburos, y el riesgo exploratorio. Este riesgo implica que es frecuente necesitar de múltiples intentos exploratorios, antes de tener éxito. La cuestión que se plantea es como determinar la remuneración de los intentos exploratorios fallidos. Pero también existen riesgos que se presentan luego del descubrimiento, de manera que, en cualquier etapa previa a la finalización de las actividades, siempre puede haber una diferencia entre una renta en expectativa y la renta que finalmente se obtendrá.

La renta efectivamente obtenida de una explotación solo puede determinarse con exactitud cuando la misma ya ha finalizado. Sin embargo, nunca se espera que finalice la explotación para recaudar tributos sobre la renta. En consecuencia, para estimar dicha renta generalmente se trabaja con ciertas expectativas, sobre precios de mercado, inversiones, gastos corrientes, ingresos, tamaño del descubrimiento, etc. Además, por tratarse de un flujo descontado de fondos, existiría el problema de elegir la tasa de descuento adecuada.

Para determinar esta renta en expectativa, debería distinguirse una rentabilidad ordinaria y una rentabilidad extraordinaria, sin impuestos, y gravar solo esta última. La rentabilidad ordinaria debería incluir conceptos que remuneren el riesgo aún presente en la actividad que quede por realizar.

Un problema con esta definición es que el sistema fiscal, tal como desarrollan Sebenius J.K, Stan P.J.E. (1982), en sí mismo puede alterar el riesgo de la actividad, volviéndose la definición parcialmente circular. Por ejemplo, Bond y Devereux (1995) y (2003) han señalado que si se emplease un sistema fiscal basado en un impuesto a la renta tipo Brown, que compensa las pérdidas de las empresas con fondos fiscales cuando estas se producen, baja sensiblemente el riesgo de la actividad, de manera que debería emplearse como tasa de descuento una tasa libre de riesgo.

Pero más allá de este caso particular, en general, cuanto más temprano se produzca la tributación sobre la renta, mayor será el riesgo transferido a la empresa de que esa renta pueda no realizarse, y viceversa, cuando más tarde sea la tributación sobre la renta, mayor será el riesgo transferido al fisco, sobre este mismo aspecto. En efecto si para definir el sistema fiscal se necesita distinguir la rentabilidad ordinaria de la extraordinaria, y para definir la rentabilidad ordinaria se necesita la distribución de riesgos que resulta del sistema fiscal, ambos elementos no pueden más que definirse simultáneamente.

#### **f. Renta y base de cálculo**

La renta puede determinarse sobre distintas unidades de análisis, y esto tiene importantes consecuencias sobre la distribución de riesgos, entre el estado y las empresas, y por lo tanto en la neutralidad de los tributos. También afectara las complejidades que presentara la administración tributaria, derivados de los problemas de asimetría de información.

En principio se puede determinar la renta a nivel de un campo o yacimiento, a nivel de varios campos o yacimientos, y a nivel de empresa de acuerdo a la renta generada en un país determinado, o a nivel de empresa de acuerdo a la renta generada a nivel mundial.

Cuando la determinación se hace a nivel de campo o yacimiento, se dice que se aplica un enfoque “ring facing”, esto se circunscribe la determinación de la renta, a lo que ocurre dentro de los límites de una o varias explotaciones. Este enfoque está implícito en algunas modalidades contractuales, tales como los Contratos de Producción Compartida, o los Joint Venture, entre empresas privadas y públicas, que se materializan respecto de un área, o varias.

Tal como señala Úsenme (2019) otra experiencia importante es la que se ha dado en UK en donde se separan a nivel de empresas las actividades de exploración y desarrollo para grabarlas con una tasa impositiva diferencial<sup>2</sup> .

Cuando la determinación se realiza a nivel de renta generada en un país, por una empresa determinada, de todas sus actividades, coincide con el impuesto a las Sociedades locales, o bien las Subsidiarias de empresas Multinacionales. A este enfoque obedece el concepto de gravar las rentas en el origen.

Cuando la determinación se realiza a nivel de renta generada mundialmente, por una empresa determinada, coincide con el impuesto aplicado a las Empresas Multinacionales, en el país de origen. Es similar con el concepto de rentas mundiales. (Keen M., Mullins P. 2017)

Estos distintos niveles de determinación de renta interactúan entre sí. Por ejemplo, los tributos abonados a nivel de área o grupo de áreas, se deducen generalmente de la base imponible de tributos abonables a nivel nacional. Por otra parte, muchos países, firman convenios para evitar la doble imposición, particularmente en materia de impuesto a las ganancias. En estos convenios se acuerda que el país de origen de la renta grave en primer lugar las ganancias hasta un cierto porcentaje. Las empresas multinacionales que abonan este tributo en el país anfitrión, pueden descontarlo de los impuestos a abonar en su país de origen.

Cuando se aplica un sistema fiscal, basado en régimen de ring facing a nivel de área o yacimiento, entonces tributariamente cada área puede ser evaluada en forma aislada. Pero cuando este no es el caso, y hay impuestos cobrados por ejemplo a nivel de cada Sociedad, entonces no debería procederse de esa manera, dado que lo que ocurra en un área, afectara los impuestos que se paguen por otras áreas.

### **g. Renta y asimetría de información**

Los problemas de asimetría de información se presentan cuando hay objetivos contrapuestos, entre un principal y un agente, y existe un acceso desigual a la información entre ambas partes.

Por ejemplo, en los acuerdos de operación conjunta en donde existe un consorcio (principal) que delega en una empresa operadora (agente), la ejecución de las tareas previstas en un presupuesto y la contabilidad de los costos. La mejor información con que cuenta el agente, le permite generalmente obtener una

---

<sup>2</sup> Ver <https://www.gov.uk/guidance/oil-gas-and-mining-ring-fence-corporation-tax>

remuneración adicional por sus tareas como operador, que en teoría económica se denominan “rentas informativas”. Si bien el principal difícilmente puede eliminar en su totalidad las “rentas informativas” si puede tratar de limitar su magnitud.

De la misma manera cuando un Estado (principal) delega las operaciones en un Concesionario (agente), a cambio de una compensación tributaria, existe un estímulo para que el agente disminuya todo lo posible el monto de esta compensación tributaria, erosionando la base imponible.

Cuando un sistema fiscal se orienta a grabar las ventas mediante regalías de monto fijo, las rentas informativas pueden provenir de los volúmenes y en el caso de gravámenes ad valorem también de los precios. Uno de los problemas clásicos, en este caso es el de “precios de transferencia”. Como señala Shay (2017), en el contexto de la tributación, los precios de transferencia se refieren a los precios que se cobran por las transferencias de bienes, servicios, propiedades u otros artículos de valor en transacciones entre personas que están bajo control común.

Si los impuestos pagados en transacciones entre personas bajo control común, no varían en función del precio de la transacción entonces la misma podrá considerarse de suma cero, y los precios de transferencia no serían importantes. Pero en muchas ocasiones este no es el caso, las entidades que operan bajo un control común, están sujetas a impuestos diferentes, y esto conduce a que los precios a los cuales realicen las transacciones, quieran ajustarse de manera que el conjunto pague menos impuestos.

Aun dentro de un mismo país, distintas empresas de un mismo grupo, pueden tener atributos fiscales diferentes, que motiven emplear precios de transferencia alejados a los que hubieran surgido entre partes independientes. Puede tratarse de créditos fiscales por pérdidas acumuladas, moratoria fiscal que alcance a una empresa y a otras no, regímenes de promoción, etc. El fenómeno es aún más manifiesto en el caso de empresas multinacionales, sujetas a varios regímenes fiscales nacionales, y se potencia por la existencia de países que actúan como paraísos fiscales.

La forma que tienen los fiscos de mitigar estos problemas, es buscar el valor que tienen transacciones comparables en circunstancias comparables. Si esto no es posible, una alternativa es tomar las ganancias de un negocio realizado en múltiples jurisdicciones y distribuirlas entre las jurisdicciones en las que se lleva a cabo el negocio de acuerdo con una fórmula que utiliza medidas proxy destinadas a identificar dónde se obtienen los ingresos y por lo tanto cuáles son las jurisdicciones con derecho a gravar las ganancias.

Si bien los problemas de asimetría de información siempre están presentes al momento de medir la renta, estos problemas son más agudos, cuantas más

actividades se agreguen al momento de efectuar las estimaciones, y cuantos más conceptos influyan en el cálculo de la base imponible. Es así que cuando la base imponible no son volúmenes o ingresos, sino beneficios o incluso las rentas, las oportunidades de erosionar la misma, se multiplican, al punto que suele ser necesario regular muchos de estos conceptos, tales como:

- precios a los cuales se deben valorar los activos incorporados,
- tasas de depreciación,
- asignación de gastos comunes, etc.,

Los problemas de asimetría de información son una de las cuestiones básicas que hacen a la facilidad o dificultad del control administrativo del sistema fiscal.

#### **h. Formas de grabar la renta**

Todos los sistemas fiscales, que intentan grabar directamente la renta, tienen que definir, como se calcula esta, para determinar su base imponible. Ya nos hemos referido a la cuestión del ring facing, en el punto II.3.6 precedente. Hay dos cuestiones adicionales aquí que tienen importancia,

- si la renta se determina mediante la contabilidad, o flujos de fondos;
- el carácter progresivo o regresivo del impuesto.

#### **i. Contabilidad o flujo de fondos**

Por una parte, se encuentran los métodos que intentan determinarla a partir de la información contable, mientras que otros emplean flujos de fondos. Una importante diferencia entre ambos enfoques radica en el tratamiento dado a las inversiones. Cuando se aplica el método contable, las inversiones solo ingresan en el cálculo a través de las amortizaciones. En cambio, una de las ventajas que tiene el empleo de flujos de fondos, es que no deben estimarse las depreciaciones.

Boadway R, Keen M (2010), identifican al menos 4 formas alternativas de determinar la base imponible de un impuesto, a la renta:

- Una primera base es el flujo de efectivo (Meade, 1978)). Se estima simplemente el valor actual del flujo de caja del productor, que, en el caso de las empresas productoras de bienes, consiste en todas las transacciones reales (excluyendo las financieras) en efectivo. La renta, que se toma como base es, por

lo tanto, todos los ingresos de la venta de la producción menos todos los desembolsos en efectivo para la compra de todos los insumos, tanto de capital como corrientes. No se permite la deducción por intereses u otros costos financieros, dado que de permitirse y por otra parte, considerar todos los gastos de inversión inmediatamente gastados, equivaldría a una doble deducción. El impuesto sobre esta base se denomina impuesto tipo Brown en referencia a Brown (1948) que lo introdujo en la literatura económica. Téngase en cuenta que, considerando solo el flujo de caja, los flujos de caja negativos darían lugar a rentas negativas, y esto daría lugar a obligaciones del fisco con las empresas que deberían ser reembolsados por completo y de inmediato. O sea con rentas negativas, es el fisco el que paga a las empresas.

- Una segunda forma de intentar calcular la renta, es considerando la distribución neta de dividendos a los accionistas, entendiendo por tal los dividendos menos el capital nuevo integrado. Siguiendo a Meade (1978) esto incluye en el cálculo de la renta, tanto las transacciones financieras como las transacciones en efectivo reales.

- Una tercera forma se denomina la provisión de Equidad Corporativa (ACE) y permite a las empresas deducir no solo los pagos de intereses sobre la deuda, sino también un rendimiento nocional o razonable sobre su patrimonio. Existe cierta experiencia con el ACE (que se revisa en Klemm (2007)): Bélgica actualmente opera un sistema de este tipo, Croacia y Italia lo han empleado y Brasil todavía lo hace pero con variantes.

- La cuarta forma, propuesta por Garnaut y Clunies Ross (1975), es estimar la renta como en el caso del impuesto Brown, pero solo se cobra impuestos sobre la misma, cuando su valor actual es positivo.

Como reconocen Boadway R, Keen M (2010) si bien, las estimaciones a partir de flujos de fondos, elimina las complicaciones derivadas de las depreciaciones, retienen todo el resto de las dificultades que presenta la medición de este concepto.

Si se midiera el flujo de fondos a nivel de una empresa, los problemas derivados de la asimetría de información, serían mayores por la diversidad de actividades en que puede verse inmersa. Por otra parte, tal como hemos visto en el punto II.3.5 precedente, la ganancia normal, depende de los riesgos asumidos, y el propio sistema impositivo modifica tal distribución de riesgos.

En el caso en que se trabaje en la determinación de la renta, incluyendo las operaciones financieras, se presentan las dificultades de auto prestamos dentro de una misma empresa. En efecto, con el objeto de aumentar la carga de intereses que se sustrae al cálculo de la renta, la transferencia de activos entre empresas en el ciclo productivo permite deducir los montos al comprador por ende la renta puede

distorsionar las decisiones. También será una cuestión difícil la consideración de los derivados financieros. Otras cuestiones se verán al analizar el enfoque administrativo.

## **ii. Modelos progresivos**

Cuando la renta aumenta, la preocupación de los dueños de los recursos es como mantener una participación justa en la misma. Cuando la renta disminuye, la preocupación generalmente es como adaptar los instrumentos fiscales para evitar desalentar inversiones, es decir, evitar los efectos distorsivos del sistema fiscal. Los instrumentos fiscales se diseñan en ocasiones con un objetivo y en otras con otro, pero en muchos casos hay zonas de solapamiento. No obstante, en este punto analizaremos algunos instrumentos que habitualmente se utilizan para crear modelos progresivos, que atienden al primer objetivo, que es mantener una participación justa en la renta, y dejaremos para el enfoque basado en la neutralidad, el caso en que se busca evitar distorsiones. El diseño de cualquier sistema debe descansar en informaciones adecuadas y actualizadas de costos ya que de otra manera pueden producirse efectos indirectos no deseados.

Tal como señala Van Meurs (2020), un consultor de prestigio internacional en estos temas, los sistemas fiscales, pueden crear a tal efecto, progresividad en volumen, progresividad en precios, y progresividad en ganancias. Cada uno de estos objetivos se logra con una distinta combinación de instrumentos fiscales, y en cada caso se debe evitar la generación de efectos no deseados.

**Progresividad en volumen.** Generalmente se logra, mediante una escala móvil de regalías, basadas en niveles de producción diario, o acumulativos. La efectividad de la progresividad del volumen depende de si hay o no costos fijos independientes del nivel de producción, por eso en ocasiones lo que se mide es la productividad por pozo, o bien hacer un sistema combinado de producción por campo y por pozo. Estas escalas móviles de regalías, pueden diseñarse también, teniendo en cuenta los pozos más profundos. En el diseño de estas escalas móviles, hay que evitar, no obstante, generar incentivos a perforar más pozos que los necesarios, para pagar una regalía menor.

La progresividad en volumen promueve la exploración en particular cuando los hallazgos esperados son pequeños o medianos. Los sistemas basados en niveles de producción diarios a menudo crean una gran carga para los inversores al principio del flujo de caja, ya que es el momento en que los niveles de producción son más altos. Sin embargo, proporcionan una reducción automática de la carga hacia el final de la vida útil del campo cuando los costos operativos unitarios se

vuelven más altos. Los sistemas basados en la producción acumulativa tienen el efecto contrario.

**Progresividad de precios.** Generalmente se crea a través de escalas de regalías basadas en el precio, o los llamados impuestos a las ganancias inesperadas o eventuales (que en realidad son regalías sensibles al precio). Esto significa que cuanto mayor sea el precio, mayor será la regalía o el impuesto. También podría crearse a través de escalas móviles basadas en el precio relacionado con otras características fiscales, como las participaciones en las ganancias o las participaciones especiales de petróleo / gas en un nivel de precios particular. Un aspecto importante, es si los niveles de precios se ajustan o no a la inflación. Si los niveles de precios no se ajustan a la inflación, la carga sobre los inversores puede ser demasiado severa hacia el final de un contrato de larga duración, como un contrato de 30 años.

Muchos sistemas fiscales están orientados a obtener una participación más alta a precios altos, pero pocos lo están a obtener una participación más baja a precios bajos. Se ha observado cierta correlación entre el precio de los hidrocarburos, y el servicio contratado para la exploración, desarrollo y producción. Esto debería tenerse en cuenta al diseñar la escala móvil.

**Progresividad en ganancias.** Puede basarse en la rentabilidad total del proyecto o la rentabilidad anual. Generalmente se crea a través de una escala móvil basada en un impuesto a la rentabilidad, participación en las ganancias, participación en las ganancias de petróleo / gas u otra característica. La rentabilidad del proyecto puede determinarse como la TIR o un factor R tal como ocurre en los Contratos de Producción Compartida, del estilo peruano.

Los sistemas de basados en la rentabilidad del proyecto tienen la desventaja de que la carga sobre los inversores es alta al final del proyecto, cuando la carga debe ser baja para extender la vida útil del campo. Los sistemas progresivos en ganancias deben diseñarse de manera bastante conservadora para evitar el gasto superfluo, o sea el incentivo a incrementar innecesariamente los gastos. Sin embargo, teniendo en cuenta estas consideraciones, los sistemas progresivos de ganancias son una forma efectiva de recolectar ganancias inesperadas. También indirectamente es una forma efectiva de estimular desarrollos petroleros de alto costo y campos marginales, y ayudan a los inversores a sobrevivir períodos de bajos precios del petróleo y el gas.

#### **4. Neutralidad y Promoción**

La neutralidad del sistema fiscal se alcanza cuando el mismo no altera las decisiones de inversión u operativas que se hubieran tomado en su ausencia. Las

medidas de promoción del sistema fiscal se llevan adelante para que se ejecuten acciones o actividades que en ausencia del sistema fiscal no se realizarían.

Esta diferencia consideramos que es importante. Cuando hay actividades que son rentables sin el sistema fiscal en cambio no lo son con el sistema fiscal aparece el problema de la neutralidad. Por otra parte, pueden existir actividades que no sean rentables con o sin sistema fiscal, pero que su realización sea socialmente útil, aquí aparece el problema de la promoción.

La neutralidad total es muy difícil de alcanzar, porque los recursos son muy heterogéneos, y la renta que cada uno genera es distinta todo lo cual agudiza los problemas de asimetría de información. Contar con un sistema impositivo, que logre captar todas las diferencias entre diversos lotes de un mismo recurso, o entre distintos tipos de recursos, para distintas condiciones de precios y tecnología, es algo extremadamente difícil de lograr.

En su defecto, los gobiernos para lograr asegurar la neutralidad tendrían que establecer sistemas impositivos, con una recaudación extremadamente baja. Sin embargo, esto conspiraría contra el objetivo de una participación justa en la renta.

Para simular cómo afecta la neutralidad las decisiones se pueden representar la misma mediante un modelo teórico de toma de decisiones, en el cual se intenta maximizar una función objetivo, sujeto a un conjunto de restricciones. Lo que se hace entonces, es introducir en el modelo la información sin impuestos, y luego agregarle el sistema impositivo. La medida en que cambia la decisión con los impuestos incluidos, esto da una idea de su falta de neutralidad.

La dificultad de este tipo de análisis es que se trabaja con costos estimados y tasas de descuento estimadas que no representan necesariamente la rentabilidad con base en la cual las empresas toman sus decisiones y además se suelen representar en proyectos aislados, pero generalmente hay fuertes interdependencias entre los mismos que condicionan las decisiones.

La literatura teórica más general de las industrias extractivas trata habitualmente con solo dos decisiones, la de exploración y la de desarrollo. La literatura más específica del sector incluye muchas otras decisiones. Por ejemplo:

- a) cuando continuar con la exploración de superficie, o bien proceder a perforar;
- b) elección de tecnologías de perforación;
- c) cuando aplicar métodos mecánicos de recuperación;
- d) cuando realizar recuperación secundaria, o terciaria;
- e) cuando abandonar un pozo, o mantenerlo productivo;
- f) decisiones de farm in – farm out, solo riesgo;

- g) reingreso en pozos abandonados;
- h) captación y/o reinyección de gas de baja presión;
- i) decisiones en presencia de recursos con alto contenido de azufre;
- j) decisiones en presencia de gas natural con alto contenido de CO<sub>2</sub>;
- k) decisiones en presencia de recursos muy lejanos a la costa;
- l) decisiones de inversión en horizontes profundos;
- m) decisiones de inversión con hidrocarburos no convencionales, etc.

Este tipo de decisiones, no son solo afectadas por el sistema fiscal imperante en un momento determinado, sino también por los cambios que ocurren en el mismo en el tiempo y las formas en que se toman las decisiones al respecto (gobernanza). Todo esto influye en los inversores, como riesgos político o regulatorio.

Usualmente se aplican medidas para mitigar los efectos distorsivos de los tributos que gravan las ventas brutas. El caso típico, es el de las regalías ad valorem, pero también está adquiriendo creciente importancia, como señala Van Meurs (2020), es el cambio en la participación en la producción del Gobierno en los contratos de producción compartida mediante fórmulas flexibles. Este nuevo modelo de Production Sharing Contract tiende a aproximarse a un modelo basado en regalías ad valorem.

La eficacia de las medidas que se adopten, tanto para mantener la neutralidad, como para promover actividades, dependerá de la incidencia que tenga el instrumento fiscal sobre la ecuación económica correspondiente a la decisión a tomar. Cuanto más altas son las tasas de regalías mayor será el efecto que produzca una reducción transitoria o permanente de las mismas sobre decisiones de abandono, o reingreso a formación, y viceversa.

Asimismo, la eficacia de las medidas dependerá de su adecuado diseño, el cual requerirá contar con información previa, de costos, recursos, tecnologías en desarrollo etc. Por ejemplo, no tiene sentido desarrollar un régimen impositivo particular para explotar arenas petroleras, en una jurisdicción, que no cuente con este recurso.

Muchas veces, no se recurre a la información de costos que pudiese declarar las empresas que solicitan el beneficio, sino a modelos que han sido elaborados por o para la administración pública, que permitan inferir, aproximadamente, como varían los costos o los beneficios a partir de ciertos conductores (drivers), fácilmente observables, tales como profundidad, producción, precios, etc.

Un ejemplo de esto es el caso del índice IHS Upstream Capital Cost Index, y los índices elaborados por la Canadian Association of Petroleum Producers, y la

formula elaborada en Alberta (2016) para reflejar los cambios de costos asociados a profundidad vertical y total de los pozos. De esta manera se logran mitigar los efectos adversos de la asimetría de información, y por otro lado crear estímulos a ser más eficiente en la gestión.

Modificar la tasa de una regalía ad valorem, o bien la participación bruta en la producción, para evitar efectos distorsivos, o promover actividades que tienen determinado costo, tiene como defecto, que los beneficios que pueden otorgarse por esta vía, varían con el precio de los hidrocarburos comercializados, y estos cambios pueden no guardar relación con las inversiones pretendidas. Para paliar esa situación los beneficios en ocasiones si bien se traducen en una modificación de la tasa que se cobra, están acotados a un monto máximo.

Cuanto más detalladas sean las inversiones, que se consideran, mayor es el riesgo de que los estímulos se tornen obsoletos, o bien, incluso ineficiente, por el cambio tecnológico. Esto ocurrió en Alberta con el crédito fiscal para la ejecución de pozos horizontales establecido en 1992. En este caso el cambio tecnológico, llevo a que fuese más barato hacer pozos con secciones horizontales cada vez más largas. Sin embargo, en tanto las reducciones en regalías, eran por cada pozo horizontal, algunos productores optaban por hacer mayor número de pozos horizontales más cortos, lo cual era ineficiente.

A continuación, desarrollaremos dos casos prácticos, en los cuales se adoptan medidas concretas para evitar los efectos distorsivos del sistema fiscal y para promover ciertas actividades. Los casos analizados son Alberta hasta el año 2015, para el caso de regalía ad valorem, y el modelo de “Flexible Gross Split Sharing”, o Producción Compartida Flexible, analizado en Van Meurs (2017).

Cabe señalar que la siguiente exposición, si bien puede apreciar las medidas cuantitativas que se tomaron, no es posible observar los estudios de recursos, costos, tecnología, etc., con base en los cuales se llegó a estos valores.

#### **a. Alberta hasta el año 2015**

Una de las características del sistema canadiense, como se podrá observar es que muchos de los instrumentos fiscales se vinculan a cada pozo en forma individual.

##### **i. Neutralidad**

La Provincia de Alberta Canadá, ha sido y es una jurisdicción muy activa en la búsqueda de un sistema fiscal neutral. En particular para el gas natural, desarrollo dos programas.

El denominado “Programa de exención de regalías de gas profundo – Alberta (2010)”. Su objetivo fue acelerar la búsqueda de reservas de gas natural más costosas y profundas. El programa se aplicó a pozos perforados a profundidades mayores de 2,500 metros. El valor de exenciones osciló entre \$ 0.5 millones de regalías netas a 3,000 metros a \$ 3.6 millones de regalías netas a 5,500 metros, siempre en dólares canadienses. Este programa se aplicó a partir del año 2006 y luego se discontinuó.

El segundo programa se denominó “Programa de ajuste de regalías para pozos de gas marginales profundos” y fue similar al anterior, pero esta vez para obtener el beneficio los niveles de producción debían estar por debajo de determinado umbral.

En materia de petróleo, se estableció un crédito fiscal, a aplicar al pago de regalías de nuevos pozos de exploración – Alberta (1993 a). Teniendo en cuenta que la madurez de las cuencas sedimentarias de Alberta para petróleo convencional se infirió, que los descubrimientos de yacimientos serían progresivamente de menor tamaño en el tiempo, y para tornar rentable dichos descubrimientos se estableció un crédito fiscal. El programa se aplicó a los pozos exploratorios perforados luego de determinada fecha y consistió en una exención de regalías durante los primeros doce meses de producción o los primeros \$ 1,000,000 de regalías, siempre en u\$s canadienses.

A medida que cambian las condiciones técnicas y económicas, la reactivación de pozos puede volverse económica. Para no entorpecer este tipo de inversiones, se estableció un crédito fiscal por reactivación de pozos - Alberta (1992 d). Los beneficios se otorgaron a los pozos reactivados después de determinada fecha, y consistieron en una exención de regalías en la producción por un valor máximo de 8,000m<sup>3</sup>, o \$ 150,000 de regalías, siempre en u\$s canadienses. El programa finalizó en el año 2012.

Para el caso particular del reingreso mediante pozos horizontales, se estableció el programa “Reducción de regalías, para reingreso horizontal en pozos de petróleo – Alberta (1992 b)” El propósito de este programa fue alentar el desarrollo de tecnología de pozos horizontales para una mayor recuperación de petróleo. Los costos de los pozos horizontales se tornaron paulatinamente más competitivos que los de los pozos verticales y el programa fue eliminado. El beneficio otorgado, era una reducción de regalías de hasta un valor máximo de \$ 900,000, dólares canadienses.

A medida que disminuye la productividad de un pozo, los costos por unidad de producción aumentan. A efectos de evitar un abandono prematuro de los pozos, se estableció un programa de regalías decreciente, denominado: Reducción de regalías de pozos de baja productividad – Alberta (1992 c). Este programa tuvo como objetivo alentar el trabajo en pozos que pudieran aumentar la productividad

de los pozos marginales. Para los pozos calificados como tales, una vez que la producción aumenta, el programa permitió que la tasa de regalías permanezca en un nivel inferior durante un período de tiempo. Los beneficios otorgados, fueron una reducción de regalías hasta cierto nivel de producción, y luego cambiaron a un máximo de \$ 50,000. Este programa al igual que otros finalizó en el año 2012.

La producción de un pozo petrolero generalmente se clasificará en tres grandes categorías. Primero está la producción primaria, luego la secundaria que generalmente se hace con inundaciones de agua, y finalmente la terciaria (recuperación mejorada de petróleo) que utiliza una sustancia distinta del agua como inyector para aumentar la producción. Ejemplos de inyectables son hidrocarburos, dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), nitrógeno o productos químicos. Los costos de producción aumentan de recuperación primaria a secundaria y terciaria. Los beneficios otorgados por el programa “Reducción de regalías, para recuperación mejorada de petróleo (EOR) – Alberta (1993 b)” implicaron que se compartiera el costo de la recuperación terciaria de petróleo a través de una reducción en las regalías. Este programa continúa en vigencia.

Las regalías para las arenas petroleras, tuvieron por su parte un régimen completamente distinto, al cual no nos referiremos por tratarse de un recurso no existe en La Pampa.

## **ii. Promoción**

Los programas de promoción por su misma característica, tiene un costo fiscal neto para el gobierno. Es decir, toda exención o disminución de regalías que se otorgue bajo estos objetivos no podrá recuperarse íntegramente por la producción o ventas incrementales de los proyectos.

En el marco de objetivos de conservación del recurso y disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, se estableció programa cuya meta fue la reducción de volumen de quema de gas de solución. El programa denominado “Exención de regalías de gas asociado reinyectado - Alberta (2009) – Schedule 7” otorgó una exención de regalías al gas natural que se produce a partir de pozos petroleros donde no es económico conservarlo. La exención de regalías duraba un máximo de 10 años y se revocaba si la producción de gas supera un umbral establecido de 15 mil metros cúbicos por día durante 3 meses consecutivos.

Con el propósito de ayudar a los operadores de pequeñas plantas de gas agrario con los costos de cumplir con los estándares más altos de recuperación de azufre introducidos en 1988, se estableció el programa, “Asistencia para el control de emisiones de azufre – Alberta (2009) – Schedule 6”. El mismo proporciono un

crédito de regalías equivalente al 50 por ciento del capital y los costos operativos de los equipos elegibles para la eliminación de azufre. El programa ya finalizó.

Una medida vinculada a objetivos ambientales relacionados al cambio climático fue el programa “Crédito de regalías de proyectos de CO<sub>2</sub> - Alberta (2003)”. El mismo incluyó cuatro proyectos piloto que usaron CO<sub>2</sub> como inyector para mejorar la recuperación de petróleo. Su propósito fue promover el uso de CO<sub>2</sub> como inyector para permitir que se sepa más sobre cómo funcionará este método EOR en Alberta. La tecnología era bastante nueva en el 2006, y tenía un gran potencial. Los proyectos piloto fueron esenciales para aprender y desarrollar esta tecnología. A este programa se le fijó un límite de \$ 15 millones de dólares canadienses.

Finalmente dado que la mejora tecnológica se consideró como una de las claves para la economía de Alberta, se instrumentó el “Programa de Tecnologías Energéticas Innovadoras (IETP)”<sup>3</sup>. El mismo tuvo por objeto fomentar proyectos que prueben nuevos métodos de recuperación en el campo. En tal sentido se le asignó un límite de \$ 185 millones de dólares canadienses, durante 5 años y se aplicó al desarrollo de petróleo, gas y arenas bituminosas in situ, así como a tecnologías que pueden abordar el problema del gas sobre el betún. El beneficio se materializó con una reducción de regalías llevándola al 5 %. La finalización del programa se previó para el año 2009.

### **b. Contratos flexibles de producción compartida**

Los contratos de producción compartida, o Production Sharing Contract (PSC), se introdujeron por primera vez, en la década del sesenta, por países, como Indonesia, y luego han tenido nuevas variantes como el modelo peruano. Bajo estos esquemas, se le abona a la empresa contratista sus ingresos en especie, y el gobierno recibe parte del GT en moneda, y parte en producción. En general, el Split, o porcentaje de la producción que queda para cada parte, se diseña de manera de permitir a las empresas una rápida recuperación de las inversiones realizadas. Uno de los problemas que tiene este esquema es la necesidad de controlar las erogaciones realizadas, y regular su registración mediante un reglamento contable. Los problemas de asimetría de información son en este aspecto significativos.

En función de esto, la nueva tendencia que destaca Van Meurs (2017), es ir hacia un modelo basado en una distribución flexible de los ingresos brutos o la producción bruta con menos o ningún énfasis en la participación en las ganancias, excepto por el pago del impuesto a las ganancias corporativas y otros impuestos

---

<sup>3</sup> Ver <https://www.alberta.ca/ietp-overview.aspx#toc-2>

generalmente aplicables. Esta flexibilidad se crea al vincular la división bruta con variables que son más fáciles de verificar para el gobierno, como el precio del petróleo o el gas, el nivel de producción, la productividad del pozo, la profundidad del agua, la profundidad del pozo, la gravedad del petróleo, la composición química del gas, etc. De esta manera el sistema de PSC, tiende a aproximarse a un sistema de regalías ad valorem, donde lo que se graba son los ingresos brutos o las ventas.

La característica en este caso, es que las medidas se toman a nivel de contrato, o área, que pueden incluir un número variable de pozos.

### **i. Neutralidad**

Como ya se ha señalado las medidas que tienen como objeto particular la neutralidad fiscal, tienden a evitar que el mismo desaliente inversiones que se habrían realizado en su ausencia.

Se pueden distinguir entre el caso de áreas que requieren exploración y el caso de áreas que ya pueden producir. Entre las áreas que ya pueden producir, se han distinguido los casos en que debe implementarse el primer plan de desarrollo de los casos en que deben implementarse los siguientes planes. Dado que habitualmente la exploración y primer plan de desarrollo son más costosos, se le ha reconocido un porcentaje mayor de los ingresos totales (Split), al contratista.

La ubicación del campo puede también tenerse en cuenta como un conductor de costos. Por ejemplo, aumentando la participación del contratista en el ingreso bruto, en relación directa con la profundidad del agua, en el caso del off shore, o a la profundidad del reservorio. En el caso de Indonesia, se agrega un 1 % de Split para acumulaciones a más de 2500 metros de profundidad. Indonesia agrega otro 2% para operaciones en nuevas áreas fronterizas.

Indonesia distingue entre depósitos convencionales y no convencionales, como el petróleo de esquisto bituminoso, el gas de esquisto bituminoso y el metano de carbón. Para depósitos no convencionales, se agrega un 16% a la parte del contratista.

Otro conductor de costos son los gases inertes e impurezas. Se puede brindar cierto apoyo al contratista para porcentajes altos de contenido de CO<sub>2</sub>. Lo mismo pasa con el contenido de azufre (H<sub>2</sub>S), se suelen incorporar ingresos para el gas agrio, de más de 500 ppm. Otro conductor de costos es la gravedad del petróleo crudo, donde por debajo de cierto límite se le reconoce un mayor porcentaje de ingresos.

Indonesia prevé para la recuperación secundaria un 3% adicional y recuperación terciaria un 5% adicional de participación del contratista en los ingresos.

## ii. **Promoción**

En el caso de la promoción el sistema fiscal, tiende a generar un efecto que si estuviese ausente no se produciría. Por ejemplo, Indonesia brinda soporte para contenido local. Por debajo de un contenido local del 30%, el soporte es del 0%. Más del 70% es un porcentaje de participación adicional del 4% para el contratista. En el medio hay una escala móvil.

## iii. **Neutralidad y escalas móviles**

Van Meurs (2016) destaca, en el punto 5.2 de su trabajo, es que un 34 % de los sistemas fiscales analizados, tienen progresividad en precios, pero que estos sistemas han sido diseñados, fundamentalmente para captar beneficios eventuales o extraordinarios, pero no así, situaciones de precios particularmente bajos. En tal sentido este autor recomienda que las escalas móviles, sean no solo hacia arriba sino también hacia abajo, de manera de contribuir a la neutralidad del sistema, para un rango de precios de entre u\$s 25 y u\$s 100 por barril.

## **5. Comparaciones de sistemas fiscales.**

La comparación de sistemas fiscales, sobre empresas, considerando todo tipo de tributos a nivel local, o nivel internacional, son muy complejos de realizar, por lo que las comparaciones entre distintas jurisdicciones, son generalmente a nivel de proyecto.

### **a. Government Take**

Los sistemas fiscales tienen múltiples elementos que se pueden combinar de diferente manera. Desde la década del noventa al menos se han buscado medidas que sinteticen todas estas dimensiones, la más conocida es el Government Take (en adelante GT). Van Meurs (2020), es tal vez el autor que más ha refinado este indicador y explorado sus múltiples variantes. El GT, es la participación porcentual del gobierno en los beneficios netos de un proyecto antes de impuestos.

$$GT = (\text{ingresos del gobierno} / (\text{ingresos brutos} - \text{costos})) \times 100\%$$

El siguiente cuadro muestra una síntesis de los usos de este indicador

Clasificación de las estructuras fiscales.				
<b>Volumen/nivel de producción y GTTO</b>	<b>Regresivo</b>	<b>Neutral</b>	<b>Progresivo</b>	
<b>Precio y GTTO</b>	<b>Regresivo</b>	<b>Neutral</b>	<b>Progresivo</b>	
<b>Nivel de Costos y GTTO</b>	<b>Regresivo</b>	<b>Neutral</b>	<b>Progresivo</b>	
<b>Rentabilidad y GTTO</b>	<b>Regresivo</b>	<b>Neutral</b>	<b>Progresivo</b>	
<b>Temporalidad</b>	<b>Temprano</b>	<b>Neutral</b>	<b>Posterior</b>	
<b>Riesgo geológico</b>	<b>Adverso</b>	<b>Neutral</b>	<b>Apoyo</b>	
<b>Incentivos al proyecto marginal</b>	<b>Alto</b>	<b>Promedio</b>	<b>Bajo</b>	
<b>Eficiencia de costos</b>	<b>Alto</b>	<b>Promedio</b>	<b>Bajo</b>	<b>Manija de plata</b>
<b>Eficiencia de precios</b>	<b>Alto</b>	<b>Promedio</b>	<b>Bajo</b>	<b>Inficiencia</b>
<b>Maximización de la recuperación (MER)</b>	<b>Mejorada</b>	<b>Promedio</b>	<b>Inhibitoria</b>	<b>Perdida de Reservas</b>

Fuente Van Meurs (2020)

En primer lugar define el GTT, como el GT total, que surge del sistema tributario, y de las participaciones de cualquier tipo que tenga el estado en el área. El GTTO es el resultado de un flujo de fondos sin descuento, mientras que el GTT10 por ejemplo es el mismo resultado pero con una tasa de descuento del 10%.

La cuestión de la progresividad o regresividad, del GTTO o sea de la participación porcentual estatal en los beneficios, se hace evaluando un mismo proyecto, pero con distintos volúmenes de producción, o niveles de costos, o niveles de rentabilidad.

La temporalidad, se mide midiendo la participación porcentual en los beneficios de un flujo descontado a una tasa del 10 %, de esta misma participación en un flujo sin emplear de descuento. Como el flujo descontado tiende a dar mayor peso a los flujos mas cercanos en el tiempo, en la medida que GTT10 sea superior a GTTO, se tendrá un indicador de quien toma primero su parte de los beneficios, es decir, el Gobierno o la empresa.

El GT afectado por riesgo geológico, se mide combinando el GTTO de pozos secos, con el GTTO de pozos descubridores, con ciertos ponderadores de manera de obtener un GTTO riskeado. Si el GT riskeado es mayor que el GTTO de pozos descubridores solamente, entonces el sistema es adverso al riesgo. En cambio, si ocurre lo contrario, es favorable al riesgo. Alternativamente el GTTO puede ser el mismo y entonces ser neutral.

El GT se puede medir también para un yacimiento en su conjunto o para inversiones particulares o marginales dentro de ese yacimiento. Si este ultimo es

inferior al primero, entonces el sistema fiscal brinda incentivos a estas inversiones marginales, en caso contrario, o es neutral o es adverso.

Si el GT baja, cuando la empresa logra reducir sus costos, entonces incentiva la eficiencia de costos. Caso contrario, o es neutral, o bien la desincentiva. Este último es el caso, en que la empresa cuando más gasta más gana y se denomina habitualmente como “gold plate”, o manija de plata.

Si el GT baja cuando la empresa logra vender su producción a un precio superior al promedio, entonces incentiva la búsqueda de mejores oportunidades de comercialización. Caso contrario, o no tiene efecto alguno o la desincentiva. Por ejemplo si toda mejora que consiga en el precio, respecto del precio promedio, es capturada por el GT, entonces las empresas tendrán un incentivo a actuar en forma displicente, respecto de esta variable.

La última cuestión es como evoluciona el GT a lo largo de la vida del proyecto. Si el GT aumenta cuando los pozos maduran generará un incentivo al abandono prematuro y a la pérdida de reservas, alternativamente puede ser neutral, o bien disminuir. En este último caso generará un incentivo a maximizar la recuperación de hidrocarburos del subsuelo (MER).

El informe de Van Meurs (2020) también indica como diseñar el sistema fiscal para alcanzar cada uno de estos resultados, es decir, que combinaciones de elementos fiscales, y que características, permitirían alcanzar los comportamientos señalados. El GT es un herramienta muy útil para una primera evaluación del sistema fiscal sobre todo cuando existen limitaciones a otros tipos de informaciones.

## **b. Comparaciones complejas de sistemas fiscales**

La búsqueda de sistemas fiscales comparables para analizar la competitividad del propio frente a alternativas relevantes, es en definitiva identificar el costo de oportunidad para las inversiones. Pero esto se puede hacer de diversos modos, tomando en cuenta en ocasiones solo el diseño del sistema fiscal, y en otras ocasiones, la prospectividad o la riqueza geológica de una región, y los riesgos diferenciales asociados a la explotación.

Ya nos hemos referido al indicador de Government Take, que puede utilizarse y se utiliza para realizar este tipo de comparaciones. El estudio Van Meurs (2000), realiza este tipo de comparaciones para mas de 700 sistemas fiscales que existen en el mundo. Pero estas comparaciones, tienen sus limitaciones, y esto ha

sido puesto de manifiesto por diversos estudios de consultoría. Nos referiremos a dos de ellos USA (2011) y Alberta (2016).

**i. USA (2011)**

Este caso tuvo su origen en un fuerte cuestionamiento realizado en United States Government Accountability Office (GAO) (2008) a las agencias gubernamentales de USA encargadas de obtener la mayor renta posible del arrendamiento de tierras federales para la exploración y explotación de hidrocarburos. Las agencias aludidas, el Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) y el Bureau of Land Management (BLM), encargaron este estudio de IHS CERA para comparar los sistemas fiscales de petróleo y gas que se aplican en tierras costa afuera y costa adentro de propiedad federal, con los sistemas fiscales de petróleo y gas adoptados por otros países que compiten con los Estados Unidos para las inversiones en la industria de petróleo y gas aguas arriba. Estos trabajos se plasmaron en el documento “Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System”, editado en el año 2011.

El informe GAO (2008) elaborado en un contexto de precios del petróleo particularmente altos, cuestionó duramente el sistema fiscal de USA en el Golfo de México, y en menor medida, al sistema fiscal en las tierras federales en el on shore basándose exclusivamente en indicadores de Government Take. De acuerdo a dicho trabajo, realizado con la colaboración de la consultora Wood Mackenzie USA, se ubicaba en el puesto 93, sobre 103 sistemas fiscales relevados. Esto concluían, significaba la pérdida de miles de millones de dólares para el fisco norteamericano.

En respuesta a estas aseveraciones, el informe HIS-CERA (2011), plantea las limitaciones que tiene una comparación realizada exclusivamente en indicadores de Government Take considerando un único modelo de costos. En primer lugar, no se habían incluido los valores obtenidos como bonos al subastar las áreas. En segundo lugar, no se tenían en cuenta los distintos atributos geológicos y mineros que influyen en definitiva en los costos de las distintas regiones dentro de un mismo país y dentro de distintas regiones del mundo, incluyendo el riesgo exploratorio. También se señaló que aún cuando se tengan en cuenta los distintos costos, el Government Take no lograba reflejar otros atributos significativos de los sistemas fiscales que eran importantes al realizar comparaciones.

(a) Government Take y prospectividad

A partir de esta línea argumental, se introducen las consideraciones sobre prospectividad. Para reflejar estas diferencias IHS CERA se basó en los descubrimientos reales de petróleo y gas realizados en cada jurisdicción entre 2000

y 2010. Un total de 153 modelos de costos de exploración y desarrollo que representan 124 desarrollos de campos convencionales y 29 de petróleo y gas no convencionales.

El estudio se basó, de acuerdo con las empresas consultoras, en costos reales de búsqueda y desarrollo en cada jurisdicción, teniendo en cuenta los precios variables de los productos básicos, las diferencias de precios, la distancia de los mercados líquidos, el tamaño real de los descubrimientos, la productividad del pozo, la profundidad del agua y los desafíos tecnológicos asociados con cada entorno y tipo de recurso. Las empresas consultoras llamaron a este enfoque comparar “manzanas con manzanas”.

Con este conjunto de modelos, IHS CERA (2011) cuestionó los valores hallados por GAO (2008) para las tierras federales en USA. Según dicho informe, con costos reales, no podía hablarse de un único valor de Government Take, sino de un rango de valores, que variaba del 57 al 99 por ciento, con un promedio del sistema fiscal del 79 por ciento. En particular para aguas profundas el take del gobierno variaba del 53 al 90 por ciento, con un promedio del sistema del 64 por ciento. Y en el on shore, tomando como ejemplo Wyoming, el take del gobierno para los recursos de gas varía del 53 al 93 por ciento. En definitiva, estos resultados ponían de manifiesto que el sistema fiscal en USA, no se adaptaba neutralmente a los recursos de distinto tipo, gravando proporcionalmente más a los pequeños descubrimientos que a los grandes.

#### (b) Comparaciones internacionales

Para la realización de comparaciones con otras jurisdicciones, el informe plantea tres etapas. La primera se trata de identificar países, que hayan tenido y estén teniendo éxito con sus sistemas fiscales para atraer inversiones. La segunda presenta una forma comprensiva de comparar los sistemas fiscales de estos países, introduciendo dimensiones adicionales a la del Government Take. Y la tercera es el cálculo para cada una de estas jurisdicciones, de los índices mencionadas en la etapa anterior, incluyendo el Government Take, con los costos particulares de proyectos de esa jurisdicción.

##### i) Selección de jurisdicciones

Un factor importante para las comparaciones, fue seleccionar sistemas fiscales que fuesen exitosos en atraer inversiones. En este estudio se señaló, que, si bien más de 150 jurisdicciones contaban con un sistema fiscal petrolero, menos de la mitad de ellas tienen una producción significativa. Los criterios empleados en este caso, para concentrarse en los casos relevantes fueron:

- Países que tengan una producción significativa existente o potencial;

- Países en que haya habido una importante actividad exploratoria en los últimos años;
- El éxito de la exploración en los últimos cinco años.

El siguiente cuadro, resume estas consideraciones.

INDICADORES DE ÉXITO DE LOS SISTEMAS FISCALES.

Ranking General de Exploración y Producción	Periodo de Actividad	Ponderación	Criterio Principal	Ponderador	Variables	Peso
Actividad de Exploración y Producción	Actividad de Exploración y Producción últimos 5 años	60%	Producción	10%	Petroleo	60%
					Gas	40%
			Actividad de Exploración	40%	Pozos exploratorios	50%
					Nuevas Licencias	25%
					Compañías Activas	25%
			Suceso Exploratorio	50%	Reservas de petroleo agregadas	20%
	Reservas de gas agregadas	15%				
	Tasa de éxito	15%				
	Reservas agregadas por pozo exploratorio nuevo	50%				
	Actividad de Exploración y Producción esperada próximo 5 años	40%	Producción	40%	Petroleo	60%
Gas					40%	
Actividad de Exploración			60%	Nuevas Licencias	70%	
				Compañías Activas	30%	

No hay una justificación explícita de los ponderadores usados, de manera que podrían considerarse como fruto del “juicio de expertos”.

ii) Comparación de jurisdicciones

Una vez seleccionados los países que podían compararse como “manzanas con manzanas”, IHS-CERA (2011) señaló que aun teniendo en cuenta los distintos costos por jurisdicción, el indicador de Government Take, no lograba captar otros atributos significativos de los sistemas fiscales. En tal sentido, propuso una metodología multi-criterio basada en tres índices principales:

**Términos fiscales:** combina la comparación de las estadísticas de take del gobierno con los indicadores de rentabilidad, como la tasa interna de rendimiento (TIR) y las medidas de eficiencia del capital, como la relación beneficio / inversión, así como las medidas de progresividad / regresividad del sistema fiscal, es decir, la capacidad del gobierno toma para aumentar o disminuir con aumentos o disminuciones en la rentabilidad del proyecto.

**Riesgo de ingresos:** analiza el momento en que se generan los ingresos del gobierno como una medida de riesgo compartido entre los propietarios de los recursos y los inversores privados.

**Estabilidad fiscal:** se centra en los cambios en los términos fiscales durante los últimos cinco años y evalúa la estabilidad de los términos fiscales en función de si el cambio:

- condujo a un aumento o una disminución del take del gobierno;
- se aplicó a nuevas inversiones o a todas las inversiones;
- el grado del cambio, considerando el aumento porcentual en el gobierno;
- la frecuencia del cambio.

El siguiente cuadro ilustra este conjunto de variables y la ponderación asignada.

**Estructura del Índice total por jurisdicción**

Índice total por Jurisdicción	Índice por Categoría	Variables	
	40% Terminos Fiscales	Government Take P/I TIR Progresividad/Regresividad	25% 25% 25% 25%
	30% Distribucion de Riesgos	Tiempo de ingresos	100%
	30% Estabilidad fiscal	Tipo de cambio Naturaleza del cambio Grado del Cambio Frecuencia del Cambio	20% 30% 40% 10%

Fuente IHS - CERA 2011

## ii. Alberta (2016)

Este caso, corresponde a la Provincia de Alberta – Canadá. Esta jurisdicción experimentó durante el período 2009 a 2015 una fuerte disminución de sus ingresos por regalías de hidrocarburos convencionales, frente al desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en USA. Por otra parte, se vislumbro el carácter

transitorio de la riqueza geológica que poseía, frente a las expectativas de políticas orientadas a mitigar el cambio climático.

Se creo entonces en el año 2015 un Panel Asesor de Revisión de Regalías, el cual llevó a cabo una revisión técnica, para lo cual se contrató a las firmas Wood Mackenzie y GLJ Petroleum Consultants, que investigaron y proporcionaron datos técnicos, financieros y económicos sobre las oportunidades de recursos de Alberta y las oportunidades de recursos de otras jurisdicciones.

Esto es importante de destacar porque la información con que se contó fue amplia, no solo a nivel de marco normativo, sino de aspectos geológicos, y costos. En base a estos estudios, y otros antecedentes, se editó el informe “Alberta at a crossroads Royalty Review Advisory panel report”, publicado en el año 2018.

#### (a) Selección de jurisdicciones

Nuevamente una pregunta fue con que jurisdicciones efectuar las comparaciones. En tal sentido se adoptaron dos criterios

1. Competitividad del capital: qué regímenes compiten más directamente por el capital con Alberta, en función de las empresas más activas de la provincia.
2. Recursos comparables: ya sea por tipos de plays (es decir, petróleo no convencional, gas no convencional, arenas bituminosas) o escalas de desarrollo comparables (por ejemplo, aguas profundas para arenas bituminosas).

En este caso a diferencia del trabajo IHS – CERA, no hay un estudio cuantitativo de diversas variables que puedan indicar el éxito relativo de un sistema fiscal en atraer inversiones, sino que busca observar directamente como se ha localizado geográficamente las inversiones de las empresas, tanto de las que operan en la propia Alberta, como de las grandes multinacionales para distintos tipos de recursos.

#### (b) Proyectos seleccionados en Alberta

La intención de la Comisión Asesora, fue tener en cuenta en el diseño del régimen de regalías, diversos escenarios geológicos, y económicos, de manera de poder contrastar los resultados que el sistema fiscal arroja bajo distintas situaciones.

De acuerdo con la información provista por Wood Mackenzie, las características geológicas permitían diferenciar los siguientes casos.

Criterio	Alberta Sub - Play o Proyecto
<b>Gas no convencional</b>	
Pozo muy rentable	Montney Kaybob Elsworth
Pozo moderadamente rentable	Deep Basin Wilrich
Pozo marginal	Montney Simonette
<b>Petroleo no convencional</b>	
Pozo muy rentable	Cardium Pembina West
Pozo moderadamente rentable	Montney Waskahigan
Pozo marginal	Viking Tier 2

Fuente: Alberta (2016)

### (c) Métricas de comparación

Sobre estos prospectos, se estimaron diversas métricas de rentabilidad, para cinco escenarios distintos de precios del petróleo crudo y del gas natural. De acuerdo a la evidencia histórica analizada, los costos de los servicios contratados variaban en relación directa al precio de los hidrocarburos producidos. De manera que en cada escenario de precios los costos se ajustaron por un índice de variación de costos.

Respecto de los indicadores de rentabilidad, se utilizaron los siguientes:

- **"División de un barril" nominal.** Como su nombre lo indica, los ingresos no descontados de un "barril" nominal se desglosan en sus componentes de valor constituyente. Todos los componentes se expresan en términos porcentuales. Los costos de capital y operación se estiman durante la vida útil de un pozo. Lo que queda son las ganancias a lo largo del ciclo de vida y cómo son compartidas entre el propietario de los recursos y la empresa.
- **Tasa interna de rendimiento (IRR%).** Es una métrica estándar para evaluar el rendimiento porcentual de las ganancias de manera común, contabilizando el valor temporal del dinero, independientemente del tamaño del proyecto. Una TIR del 10% generalmente representa un precio de breack even o de equilibrio.

- **Índice de rentabilidad.** Es una relación que mide la rentabilidad futura ajustada por tiempo dividida por la inversión inicial. Una medida de 1.0 es el IP mínimo aceptable. Los valores más altos indican una rentabilidad superior. Menos de 1.0 indica una inversión que no alcanzó el precio de breack even, de la empresa.
- **Período de recuperación de la inversión.** Es la cantidad de tiempo, generalmente medida en años, que permite a una empresa pagar su inversión inicial, con base en la corriente de ganancias operativas.
- **Participación del propietario.** Es la fracción de ganancias, tomada por el propietario del recurso. Esta participación incluye todos los derechos e impuestos, aplicados sobre un barril. En algunas jurisdicciones, especialmente en los Estados Unidos, los propietarios de la superficie también poseen los derechos mineros debajo de ellos. En Alberta, la mayoría de los derechos minerales, pero no todos, pertenecen exclusivamente a la Corona es decir al gobierno provincial. En las tierras en que los derechos mineros pertenecen a particulares, la "participación del propietario" se refiere tanto a la participación del estado como a la participación del propietario privado.
- **Valor actual neto (VAN).** La rentabilidad en efectivo del ciclo de vida de un proyecto en dólares, después de considerar todos los costos, regalías e impuestos, y después de descontar el valor temporal del dinero. La tasa de descuento o "breack even" utilizada debería representar el costo de capital de un proyecto. A los fines prácticos, se partió de una tasa de descuento común del 10 %, la que fue ajustada para reflejar diversos riesgos que son diferentes de acuerdo a la jurisdicción. Nos referimos a riesgos políticos, gobernanza, seguridad, ambiente de negocios, y accesibilidad de infraestructura. A tal efecto se consideraron indicadores de riesgo para cada una de estos conceptos y jurisdicciones elaborados por la empresa Maplecroft.
- **AER:** También se empleó lo que Daniel et all (2010) denominan tasa promedio efectiva, que consiste en ver cómo cambia la TIR, entre la situación con impuestos y sin impuestos.

### **iii. Conclusiones parciales**

Los sistemas fiscales son complejos y la comparación de sus múltiples dimensiones requiere: i) mucha información (que solo parcialmente es pública), y ii) capacidad técnica en múltiples disciplinas. Tal vez sea por eso que los trabajos más importantes realizados sobre el tema, provengan de empresas consultoras de gran prestigio, que poseen acceso a este tipo de información, y de capacidades.

Las comparaciones basadas en el indicador de GT, son una primera aproximación interesante, particularmente teniendo en cuenta todas las extensiones que ha dado a este concepto Van Meurs (2020). Pero su simplicidad, a la vez que es una fortaleza también es una debilidad. Los estudios más completos que hemos analizado así lo demuestran.

En el estudio IHS – CERA (2011), se hizo un análisis considerando distintos valores de Government Take, para distintos proyectos y comparando las condiciones de precio que estaban presentes al momento de emitirse el informe GAO (2008) con las que estuvieron presentes en el año 2011. Sin embargo, no hemos encontrado evidencia que en dicho estudio se hicieran variar también los costos junto con los precios. Además, los riesgos, fueron estimados fuera de la tasa de descuento a través de un procedimiento ad hoc. Esto seguramente tiene que ver con lo limitado del objeto del estudio, en donde se pretendía exclusivamente evaluar las conclusiones del informe GAO (2008), a la luz de las circunstancias vigentes en el año 2011.

El trabajo Alberta (2016), tuvo otro alcance dado que pretendió encontrar el mejor diseño posible de regalías, como un elemento del sistema fiscal. La característica de este enfoque fue la preocupación por que el sistema fiscal se adapte lo mejor posible a una gran variedad de situaciones posibles.

Dentro de este marco se evaluaron.

3 escenarios de riqueza geológica

5 escenarios de precios y costos.

15 jurisdicciones diferentes con las cuales realizar las comparaciones.

Y sobre estos escenarios, se tomaron en cuenta 6 métricas de rentabilidad, diferentes.

Es decir, el trabajo de Alberta (2016), tuvo un sentido diferente, del informe IHS-CERA (2011). No se trata de rebatir las conclusiones de un informe en particular. Por el contrario, se buscar evaluar un nuevo régimen de regalías bajo distintas circunstancias. El hecho de adoptar diversos escenarios y métricas fue para demostrar que sin perjuicio de que otros diseños que puedan ser más adecuados para un determinado caso, el propuesto en Alberta (2016), tenía un desempeño aceptable en todos los escenarios.

## **6. Dificultades Administrativas**

Un autor que ha trabajado mucho sobre este tema es Jack Calder. En este estudio nos referiremos a Calder (2010 a), (2010 b) y (2014). Hay ciertos ejes en torno a los cuales se puede desarrollar esta temática, a saber:

- a) distinto nivel de dificultad administrativa que presentan los sistemas fiscales basados en regalías a las ventas físicas o monetarias, o bonos, respecto de los sistemas basados en tributos sobre los beneficios o rentas;
- b) modificaciones en los sistemas fiscales en el tiempo;
- c) variedad de sistemas fiscales, bajo una misma jurisdicción;
- d) dificultades propias de la normativa;
- e) organización, procedimientos administrativos y capacidad institucional;

A partir de estos ejes, se pueden desarrollar otros temas. Los problemas técnicos de medición y de tratamiento de precios de transferencia, se encuentran ya presentes en la tributación sobre producción o ventas, pero los problemas de costos y transacciones financieras etc., es algo propio de los sistemas fiscales que gravan los beneficios o las rentas.

Tal como señala Calder (2010 a) dentro de los costos, los factores claves son, entre otros: i) las tasas de depreciación, ii) deducciones adicionales que se dispongan para el cobro de impuestos, iii) momento de reconocimiento de costos incluyendo existencias, provisiones y reservas vinculadas por ejemplo al abandono de pozos, iv) asignación de costos y problemas de ring facing, v) límites a la recuperación de costos, vi) precios de transferencia, y vii) tratamiento de costos financieros, incluyendo los problemas de auto prestamos, contratos de compensación, recuperación de seguros, tratamiento de perdidas, etc. Un párrafo aparte merece los derivados financieros, tal como se señala en Calder (2010 a) y (2014 Capítulo 1). Además, comienzan a presentarse nuevos problemas con los precios de transferencia, incluyendo los contratos de servicios entre empresas vinculadas.

Un caso interesante en este sentido, fue cuando en USA, se intentó pasar de un sistema de otorgamiento de derechos, en base a bonos obtenidos en subastas y regalías, a un sistema basado en participación neta en beneficios. Esta política se instrumentó en 1980, y se interrumpió abruptamente en 1982. Según Smith et all (1988), una de las causas, fue las dificultades administrativas que presento el nuevo régimen.

Si bien esto parecería indicar que los sistemas basados en ganancias y renta son siempre más difíciles de administrar, de acuerdo al mismo Calder (2010), este argumento no siempre es válido.

En la medida en que las regalías, sean diferentes, de acuerdo con los parámetros de cada pozo y las modificaciones en los sistemas fiscales, en el tiempo son argumentos contrarios a la simplicidad de los tributos a la producción o ingresos. Calder (2014 capítulo 1), señala también la complejidad que generan medidas especiales, tales como diferimientos de pagos, exenciones temporales, créditos fiscales contra regalías, etc.

Los sistemas fiscales basados en producción, o ingresos, suelen tener más dificultades para adaptarse a condiciones variables de mercado, y de costos. Esto ha redundado en la práctica, en constantes modificaciones, y contra modificaciones, las cuales tienden a generar mayores complejidades administrativas. Cuando estos sistemas fiscales, se congelan periódicamente, como ha ocurrido en Alberta aparecen regalías diferentes por “cosecha de hidrocarburos”. (Los pros y contras de las cláusulas de estabilidad tributaria son analizados en Daniel y Sunley (2010 b) y en Calder (2014 Capítulo 2)).

Por otra parte los sistemas fiscales basados en beneficios o rentas, por su propia naturaleza son más estables. A esto hay que agregar los casos, en que el régimen fiscal existente se congela periódicamente, mediante cláusulas de estabilización (los pros y los contras de tales arreglos se discuten en Daniel y Sunley (2010 b)).

Como señala Calder (2010 a) la variedad de sistemas fiscales se da cuando conviven distintos esquemas contractuales dentro de una jurisdicción, por ejemplo, asociaciones con participación pública y esquema de concesiones, licencias, etc. Pero además como señala Calder (2014 capítulo 1) este tema puede ser aún más complejo, en la medida en que se introduzcan cuestiones particulares de los sistemas fiscales, al negociarse o renegociarse contratos individuales.

Siguiendo nuevamente a Calder (2010 a) y Calder (2014 Capítulo 1), la participación comercial del estado no es estrictamente un impuesto, pero los límites al riesgo comercial del gobierno pueden hacer que sea similar a los impuestos, y esto da lugar a algunos desafíos administrativos similares a los de la administración tributaria. Por ejemplo, la necesidad de una contabilidad confiable y transparente, así como desafíos comerciales (aunque estos se reducirán en la medida en que el gobierno simplemente actúe como un socio pasivo).

La participación comercial del estado puede involucrar contratos de servicio o "recompra" con compañías petroleras internacionales (donde la compañía no tiene intereses de capital, sino que simplemente recibe una tarifa).

La supervisión de dichos contratos, tal como se señala en Calder (2014 Capítulo 1) presenta desafíos similares a los que enfrentan administrar impuestos a las ganancias (por ejemplo, monitorear y controlar costos) y otros específicos de esta modalidad, tales como los problemas de captura y de conflicto de objetivos entre entidades gubernamentales.

Concluye Calder (2010 a), que, en algunos casos, un sistema fiscal, basado en ganancias o rentas, aunque no sea perfecto, puede ser mejor y ser viable administrativamente aún para países con escasas capacidades administrativas, y pone como ejemplo a Angola.

Tal como señala Calder (2010 a), existen dos tipos de normas tributarias, las que determinan la base del impuesto y la tasa aplicable, y las que determinan los procedimientos que se deben seguir. De manera que a los puntos anteriores hay que agregarle las dificultades que en ocasiones introduce una normativa, o procedimientos inadecuados. Asimismo, aun cuando las normas sean las adecuadas, puede fallar la estructura o capacidades institucionales inadecuadas. Este tipo de dificultades deberían poder ser abordadas desde la propia administración. Este autor realiza algunas recomendaciones tales como:

- Consolidar sub regímenes fiscales;
- Usar contratos estandarizados;
- Usar conceptos familiares a la industria y a las prácticas contables;
- Reducir el número de impuestos;
- Coordinar reglas para diferentes impuestos;
- Simplificar disposiciones particulares.

Tal como señala Calder (2014 Capítulo 3), la consolidación de sub regímenes fiscales, puede no ser posible cuando las potestades para establecer tributos están repartidas entre la jurisdicción nacional y la provincial generalmente a partir de disposiciones constitucionales. No obstante, también agrega que bajo estas circunstancias la cooperación y el intercambio de información entre distintas entidades públicas encargadas de la administración tributaria, es altamente positiva.

Calder (2010 a), aboga también por mantener separadas las normas impositivas, de aquellas que tienen que ver con la gestión de recursos. Señala la dificultad que implica encontrar personas capaces de interpretar las leyes fiscales y auditar las declaraciones de impuestos de manera efectiva para pretender que sean a su vez capaces de controlar como las compañías petroleras administran un campo petrolero. La administración tributaria puede hacerse más simple y transparente si el diseño tributario contiene incentivos adecuados de contención de costos, y las funciones regulatorias de gestión fiscal y de recursos se mantienen separadas. Este mismo autor en Calder (2014 Capítulo 3), desarrolla aún más estas ideas.

Otras consideraciones y recomendaciones en materia de procedimientos tributarios son incluidos en Calder (2010 b) y Calder (2014 Capítulo 4). El autor divide los procedimientos, en rutinarios y no rutinarios. Respecto de los primeros, destaca los alcances y limitaciones que suelen tener los códigos generales de procedimientos tributarios, como así también, la importancia de la autodeterminación de impuestos, que luego son objeto de auditorías selectivas por parte de la autoridad de control. Agrega también recomendaciones específicas en materia de registración, separación de ingresos sujetos a distintos tributos, aplicación de intereses y de penalidades, devoluciones de impuestos, pagos en especie, etc.

En materia de procedimientos no rutinarios, destaca la evaluación del riesgo al momento de diseñar los planes de auditoría, segmentando el universo objeto de control, el uso de precios de referencia, otras cuestiones referidas a auditorías en general, y auditorías físicas en particular. Y finalmente las formas en que los contribuyentes pueden apelar las decisiones, y otros mecanismos de solución.

Hay otros ejes que podrían plantearse, como las dificultades que aparecen con las transacciones internacionales, pero que no desarrollaremos en este trabajo, por ser temas específicos de las jurisdicciones nacionales.

## **7. Revisión de regímenes de regalías en países extranjeros - Resultados obtenidos**

A continuación, exponemos las síntesis y conclusiones del análisis comparativo realizado de sistemas de regalías vigentes en otras jurisdicciones. A tal efecto hemos seleccionado los casos de las provincias de Alberta y British Columbia (en adelante BC) de Canadá, y los casos de Perú y Colombia en Latinoamérica.

En los casos de las provincias de Canadá el régimen de regalías tiene como unidad de aplicación el pozo o conjuntos de pozos (trac) que tienen una explotación unificada, a diferencia de Perú y Colombia en donde la unidad es el contrato. Esta selección entendemos será útil, para mostrar por contraste algunos aspectos importantes, y obtener lecciones significativas para proponer mejoras al sistema de regalías de La Pampa. Posteriormente se agrega una descripción de los regímenes de regalías considerados.

### **a. Alberta y BC.**

En el caso de BC, tiene un régimen especial para no cobrar regalías, sobre pozos descubridores profundos de gas natural, por un volumen determinado de producción, y también cuando se trata en inversión en infraestructura que permite generar externalidades positivas para otras unidades, tales como sistemas de transporte. No hemos observado algo similar en el caso de Alberta.

En ambas provincias de Canadá el pago de regalías se ajusta en función de tres variables, a saber, algunas características constructivas de cada pozo, el precio, y la productividad del pozo.

En ambos sistemas la incidencia de las características constructivas de los pozos, se deriva de tablas preestablecidas y no de los costos efectivamente incurridos por las empresas en su construcción. Esto genera un sistema con mayores incentivos hacia la eficiencia constructiva, en la medida en que la misma puede permitir a las empresas obtener rentas adicionales.

En ambas provincias el régimen prevé una regalía máxima relativamente alta, del orden del 40 % para el petróleo, y en torno al 30 % para el gas, pero la aplicación generalizada de créditos fiscales o deducciones, hace que finalmente la tasa efectivamente pagada sea mucho menor.

Ahora bien, en la medida en que las deducciones de la base imponible, o los créditos fiscales, se aplican exclusivamente al pozo en que se otorgan, se observan muchos casos en que dichos beneficios no llegan a materializarse.

Por ejemplo en una discusión pública en BC sobre los créditos fiscales pendientes de utilización se señalaba que existía un saldo de u\$s 3.000 millones aproximadamente pendiente de uso, pero que solo u\$s 2.000 podrían emplearse efectivamente, porque en el resto de los casos, o bien los pozos se habían cerrado, o bien la producción prevista de los mismos no alcanzaría a generar las regalías suficientes para utilizar completamente estas compensaciones.

En ambos casos se han introducido regalías mínimas de manera de contar con algunos ingresos asegurados, y los pagos efectivamente percibidos, están mucho más cerca de estas regalías mínimas que de las máximas. En ambas provincias, en el caso del gas natural, es la Administración la que determina el precio aplicable.

De esta manera el régimen de regalías, resulta complejo, pero sin embargo puede ser administrado gracias al desarrollo de capacidades administrativas, incluyendo el desarrollo de una entidad para la administración de información denominada Petrinex, que es empleada por ambas jurisdicciones.

Petrinex es una organización estratégica conjunta que respalda la industria petrolera tanto del upstream, midstream y downstream. Actualmente la integran el Departamento de Energía de Alberta (DOE), el Regulador de Energía de Alberta (AER), el Ministerio de Energía y Recursos de Saskatchewan (ER), los Ministerios de Finanzas de BC (FIN) y Energía, Minas y Recursos Petroleros (EMPR), Comisión de Petróleo y Gas de BC (Comisión)) y representantes de la Industria como la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (CAPP) y The Explorers and Producers Asociación de Canadá (EPAC)). Petrinex opera bajo una estructura de gobierno, gestión y financiación única y probada de Crown-Industry.

Hay no obstante algunas diferencias importantes entre BC y Alberta a saber:

- a) En el caso de BC hay estímulos a la exploración y la inversión en infraestructura que no están presentes en Alberta. Esto seguramente refleja un grado menor de maduración de las cuencas productivas en BC, y un menor desarrollo espacial de su actividad.
- b) En el caso de BC las características constructivas del pozo no afectan el cálculo de las regalías, sino que dan lugar a un crédito fiscal, imputable contra su pago. En el caso de Alberta, las características constructivas, inciden directamente sobre la base de cálculo de las regalías. Esta diferencia hace que al momento de exponer algunos resultados del régimen, en el caso de BC, aparezcan dentro de las cuentas públicas los créditos aun no aplicados contra el pago de regalías, lo cual como ya señalamos ha dado lugar a debates públicos sobre la evolución de estos saldos.<sup>4</sup> No hemos observado actualmente este tipo de debates en Alberta.
- c) En el caso de BC los créditos fiscales no se actualizan, mientras que, en el caso de Alberta, las deducciones de la base de cálculo si lo hacen, por un índice particular elaborado en base a información de costos periódicamente remitida por las empresas.
- d) En el caso de BC no se toma en cuenta explícitamente las fracturas hidráulicas correspondientes al completamiento, mientras que en el caso de Alberta si se lo toma en cuenta, a partir de las toneladas de apuntalante empleadas en cada pozo. Esta diferencia actualmente es importante, dada la creciente importancia que tiene el número de fracturas sobre la productividad de los pozos, y que el número de

---

<sup>4</sup> Ver los artículos presentes en los siguientes sitios. <https://www.policyalternatives.ca/newsroom/news-releases/ccpa-calls-auditor-general-investigate-stunning-1-billion-annual-increase>  
<https://vancouver.sun.com/business/energy/natural-gas-drilling-credits-eat-up-royalty-revenue-from-extraction-industry-report/>

fracturas no es necesariamente un múltiplo directo de la distancia del ramal horizontal. Esto a nuestro juicio muestra cierta desactualización del sistema de BC.

Otra diferencia entre ambos sistemas, es que, para evaluar su competitividad, Alberta se compara con jurisdicciones locales e internacionales, mientras que BC se compara exclusivamente con Alberta.

Dada la multiplicidad de regímenes de promoción y de formas de cálculo de las deducciones de la base imponible, hay múltiples tasas nominales y efectivas de regalías en cada una de estas jurisdicciones.

No obstante, puede estimarse una tasa efectiva promedio ponderada de regalías, haciendo la razón entre los ingresos efectivamente percibidos por dicho concepto, y la producción computable.

Los productores han pagado regalías a B.C. de entre \$ 0.09 y \$ 1.95 por mcf de producción de gas natural entre 2004/05 y 2018/19. En Alberta, este rango está entre \$ 0.13 y \$ 1.74 por mcf. Además, B.C. la producción de gas natural comercializable ha aumentado de 960 bcf en 2004/05 a 1,976 bcf en 2018/19 (un aumento del 106%), mientras que la producción de Alberta ha disminuido de 4,795 bcf a 3,809 bcf en 2018/19 (una disminución del 21%). Podríamos decir entonces que el sistema fiscal de BC ha sido más efectivo al menos en el pasado para atraer inversiones que el de Alberta.

El % de las regalías unitarias recaudadas sobre AECO (un indicador local de precios) tanto para B.C. y Alberta cayó significativamente a partir de 2009/10 cuando los precios del gas natural cayeron a niveles históricamente bajos. Esto se debe principalmente a que las tasas de regalías en ambas provincias son sensibles a los precios, es decir, las tasas de regalías base caen a medida que los precios del mercado son más bajos.

Respecto de la percepción efectiva de la renta, es difícil abrir juicio sobre ambos regímenes, sin contar con mayor información sobre cómo se obtuvieron los costos con base a los cuales se diseñaron los sistemas fiscales.

Respecto de la neutralidad, el sistema de Alberta, implementado recientemente, a partir del año 2017 aparentemente es levemente superior al sistema de BC. La forma en que se consideran las características constructivas de los pozos en el primer caso, aparece como más justificado al tomarse en cuenta el completamiento, y la actualización de los importes considerados por un índice que refleje la variación de los costos constructivos.

Respecto de la facilidad de su administración, el mismo parece razonable para jurisdicciones, que han desarrollado grandes capacidades administrativas, y que incluso comparten sistemas de información como Petrinex.

## **b. Perú y Colombia**

Al describir los sistemas de regalías de Perú, y Colombia, podrá observarse que los mismos son más sencillos que los vigentes en las provincias de Canadá. En el caso de los países latinoamericanos, no hay fórmulas o tablas que tengan en cuenta indicadores físicos de las características constructivas de los pozos, ni tampoco el grado de productividad de los mismos, para cambiar la tasa de regalía, o créditos fiscales, aplicables contra su pago.

Pero si hay regímenes de tasa variable en función de la cantidad producida, del precio de los hidrocarburos, y en una de las opciones de Perú de la recuperación de las erogaciones realizadas.

En Colombia hay dos conceptos, que se aplican sobre los volúmenes de ventas, que se denominan regalías, y derechos por precios elevados, respectivamente. Las regalías sobre petróleo se calculan con una escala variable, en función de la cantidad de barriles diarios promedios producidos, y la tasa oscila entre un 8% y un 25 %. Los derechos por precios elevados, también se ajustan a una escala variable, que va de 30 % al 50 % de incremento del precio corriente respecto del precio base. Este concepto, muestra que en relación a esta variable solo se contemplan aumentos de alícuotas cuando los precios de venta superan a los previstos contractualmente, pero no a la inversa, cuando el precio desciende por debajo del precio base.

No es posible abrir juicio sobre la eficiencia de este régimen para recaudar renta para el Estado y su grado de neutralidad, en la medida en que no se tiene acceso a estudios de costos que fundamenten las escalas empleadas.

En el caso de Perú, existe un menú de tres opciones para el contratista sobre el régimen de regalías (escalas de producción, resultados económicos y factor R), mientras que en el caso de Colombia solo existe un único régimen. De acuerdo a Ernest y Young (2019) los contratos más requeridos son los de escala de producción y resultados económicos.

No se observa en el caso de estos países Latinoamericanos, que comparen sistemáticamente la competitividad de su régimen con el de otros países, pero sí que están atentos al ritmo de inversiones que reciben para modificar el mismo.

El régimen de regalías de Perú instrumentado mediante un menú de opciones, es una forma interesante, y estudiada en la teoría económica de la regulación para obtener información de parte de las empresas, de acuerdo a la opción elegida.

### **c. Descripción: Provincia de Alberta – Canadá**

Canadá comparte con la Argentina, la característica de que los hidrocarburos en el subsuelo, son propiedad de los estados provinciales. Pero a diferencia de la Argentina, las Provincias en Canadá tienen jurisdicción para regular íntegramente la actividad, incluyendo el régimen de Regalías. La Provincia de Alberta, es la región más rica en hidrocarburos del país, y una de las regiones mejor dotadas en materia de hidrocarburos del mundo. Ha desarrollado también propuestas originales en materia de regalías, no siempre exitosas, pero que revisa y adapta periódicamente.

En este informe nos referiremos al actual sistema de regalías, cuyo desarrollo comienza en agosto del año 2015 cuando el Gobierno de Alberta, decide crear un Panel Asesor, para revisar el régimen entonces vigente. El Panel, publica en el año 2016 el informe “Alberta at a crossroads - Royalty Review Advisory panel report” y a partir de las recomendaciones del mismo se instrumenta un cambio de régimen a partir del año 2017.

El aspecto central de la nueva propuesta fue desarrollar un régimen de regalías, que tendiera a gravar la renta antes que los ingresos, y esto se instrumentó de manera tal que el sistema resultante, tiene grandes similitudes con los Contratos de Producción Compartida, al menos en sus variantes más tradicionales como el modelo indonesio y peruano.<sup>5</sup>

A los efectos de ordenar la exposición la dividiremos en tres puntos:

- i. Particularidades del sistema de regalías de Alberta.
- ii. Estimación de costos de perforación y completamiento.
- iii. Escalas de regalías para el petróleo y el gas natural.

---

<sup>5</sup> También se introdujeron dos nuevos programas en el marco del MRF: el Programa de recuperación mejorada de hidrocarburos (EHRP) y el Programa de recursos emergentes (ERP).

iv. Análisis del sistema.

**i. Particularidades del sistema de regalías de Alberta**

- a) **Coexistencia de diversos sistemas de regalías, y estabilidad tributaria.** Alberta ha modificado su régimen de regalías, periódicamente, pero al mismo tiempo mantenido la estabilidad tributaria. De esta manera coexisten diversos regímenes asociados a producciones o perforaciones iniciadas en distintos periodos de tiempo. Nuestro interés se centrará en el sistema aplicable a la nueva actividad, denominado Modern Royal Framework (en adelante MRF).
- b) **Regalías por pozo.** Régimen de regalías, basado en pozos individuales, o conjuntos de pozos que denominan “trac”.
- c) **Regalía compuesta de dos términos con escalas variables.** La tasa de regalías, surge como la suma de dos términos, un primer término que varía en función del precio y un segundo término que varía en función de las cantidades. Hay entonces dos sistemas con escalas móviles, que se suman como términos independientes entre sí.
- d) **Precios fijados por la Administración para la determinación de regalías.** Los precios que se toman en cuenta para aplicar la regalía, son determinados por la Administración con base en procedimientos reglados, que incluyen precios de referencia que surgen de operaciones dentro de la Provincia de Alberta, y precios de paridad, que surgen como valores netback de valores de cotización de los distintos productos, en mercados vecinos, particularmente de EE.UU.
- e) **Amplitud del conjunto de subproductos del gas natural considerados.** Se considera en forma separada cada subproducto del gas natural, y que además de tener en cuenta, el metano, etano, propano, butano, pentanos y superiores, y condensado, aplica también regalías bajo ciertas condiciones sobre el nitrógeno, el helio y el azufre.
- f) **Precios de los subproductos del gas natural bajo distintas condiciones.** Por una parte, hay precios en condición ISC “in stream component”. O sea, cuando el componente de gas natural o gas residual se encuentra en vena gaseosa, incluyendo, sin limitación, metano, etano, propano, butanos, pentanos plus, dióxido de carbono, hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, helio y nitrógeno. Por otra parte, hay precios de estos hidrocarburos a la salida de las plantas de acondicionamiento.

- g) **Régimen especial para el gas de conservación.** El gas asociado al petróleo recibe el nombre de gas de conservación, en relación a la importancia de conserva este recurso, mientras que el gas libre es el gas de no conservación. El gas asociado da lugar a reducciones del 80 % en materia de regalías, por tratarse generalmente de volúmenes de gas de baja presión cuya recuperación puede ser antieconómica, y cuando es empleado en la producción de arenas petroleras, queda exento del pago de regalías.

## **ii. Estimación de costos**

De acuerdo al documento Alberta (2020), el Marco de regalías modernizado (en adelante MRF por sus siglas en ingles), emula parcialmente una estructura de regalías sobre ingresos menos costos en todos los hidrocarburos. A tal efecto se calcula un valor para los costos de perforación y terminación el cual se expresa como  $C^*$ . La actualización de este concepto se basa en los costos promedio de perforación y terminación de la industria.

El valor de  $C^*$  se va cancelando contra los ingresos producidos por cada pozo, valuados al precio paridad / referencia según corresponda de cada hidrocarburo hasta que el  $C^*$  restante sea cero. En el Cuadro 1, se definen conceptos que se aplican al cálculo del valor de  $C^*$ .

**Cuadro 1 Alberta - MRF - Conceptos empleados en el calculo de Regalías**

Acronimo	Nombre	Descripción / Comentario
ACCI	Alberta Capital Cost Index	Esto lo prescribe Alberta Energy para capturar los cambios en los costos de perforación y terminación a lo largo del tiempo. Se calcula anualmente sobre la base de las presentaciones de costos de perforación y terminación realizadas por la industria y puede cambiar en un máximo de más o menos 5% de un año a otro.  Para los años calendario 2017 y 2018, el ACCI se establecerá en 1,00
TVD	Profundidad vertical verdadera	Al calcular el C * para un pozo de varias ramas, se utiliza el TVD más profundo (TVDmax). Estos datos se basan en los estudios de perforación direccional presentados al Regulador de Energía de Alberta (AER). Si TVD es igual o menor a 249 m, entonces TVD - 249 será igual a 0.
Y	Factor Y	Factor lineal para pozos de varias ramas. Se determina en base a la  $Y = 1,39 - 0,04 * (TMD / TVDa)$ si la relación de TMD / TVDa es inferior a 10, Y se establece por defecto si Y se calcula como menor que 0,24, Y por defecto es 0,24
TVDa	Promedio de la profundidad vertical verdadera	Suma de los TVD de todas las patas de un pozo, dividida por el número de patas. TVDa es igual a TVD cuando solo hay un evento de pozo en la licencia.
TMD	Profundidad total medida	Calculado usando la profundidad medida (MD) del pozo y sumando la longitud de cualquier extensión lateral en el pozo medida desde el final de la extensión hasta el primer punto de inicio único (kickoff point - KOP) para esa extensión.
TLL	Total de extensiones laterales	Calculado restando TVDmax, que es el TVD más profundo de todos las  $TLL = (TMD - TVDmax)$

**Fuente: Alberta (2020)**

Para el caso particular del apuntalante, se aplica le asignan coeficientes de equivalencia entre sí, como puede observarse en el Cuadro 2.

**Cuadro 2 Alberta - MRF - Regalías y Apuntalante**

Acronimo	Nombre	Descripción / Comentario	
TPPe	Apuntalante total equivalente introducido	Cantidad de apuntalante colocado (toneladas / m3) multiplicado por el factor de equivalencia para tipos específicos de apuntalante según la tabla siguiente:	
		Tipo de apuntalante	Factor
		Arena (toneladas): material mineral sedimentario no consolidado de origen natura	1
		Arena revestida (toneladas): arena tratada con un revestimiento permanente que mejora su conductividad de referencia en al menos un 50%, en comparación con la conductividad de referencia de la misma arena sin revestir, en las mismas condiciones de estrés. Esta mejora de la conductividad debe estar de acuerdo con ISO 135503-5 o su equivalente. El departamento puede solicitar pruebas de laboratorio independientes como evidencia de elegibilidad.	1,5
		manufacturado.	2,5
		Ácido (m3): el ácido como fluido portador no se puede utilizar en combinación con ningún otro tipo de apuntalante. Los principales volúmenes de ácido que se utilizan con el fin de aumentar la conductividad de las fracturas que ya se han creado se utilizarán en los volúmenes equivalentes. Los volúmenes de ácido utilizados para otros fines, como los volúmenes de ácido de punta de lanza, lavado con ácido y sobrelavado con ácido no son elegibles para la TPPe = Concentración de ácido * 10 Concentración 7.5% Concentración del 15% Concentración 28%	0,75 1,5 2,8
Los fluidos portadores y los aditivos no se utilizan para calcular el TPPe, con la excepción de cuando se produce una fractura sólo con ácido. En este caso, el ácido como fluido portador no se puede usar en combinación con ningún otro tipo de apuntalante. La industria debe presentar una solicitud al DOE para recibir la aprobación de las fracturas ácidas,			

**Fuente: Alberta (2020)**

La metodología de cálculo de  $C^*$  es la misma para todos los pozos, independientemente del hidrocarburo que produzca en el pozo. El mismo depende de la profundidad vertical verdadera del pozo (TVD), la longitud lateral total (TLL) y el apuntalante total colocado (TPP). En el Cuadro 3, se presenta un ejemplo para un pozo horizontal,

**Cuadro 3 - Alberta MRF - Ejemplo pozo horizontal**

		2008	
Evento de P	TVD mt	TLL mt	TPP tn
0	4724	1486	965
Y =	$1,39 - 0,04 * (TMD/TVDa)$		1
Basado en la regla de que cuando TMD/TVDa es menor que 10			
TPPe	$965 * 2,5$		2412,5
C*	$ACCI * ((1170 * (TVD - 249)) + (3120 * (TVD - 2000)) + Y * 800 * TLL) + (0,6 * TVDa * TPPe)$		
Primeros 2000 mt de profundida vertical			5.235.750
Sigüientes 1120 mt de profundidad vertical			8.498.880
Rmal horizontal de 1486 mt			1.188.800
Apuntalante			6.837.990
Total			21.761.420
Total	(u\$s estadounidenses)		16.361.970

**Fuente: elaboración propia en base a Alberta (2020)**

El C\* de un pozo particular puede modificarse cuando el pozo se modifica por actividades de reingreso. Las actividades que ocurren dentro de un año de la fecha de producción más temprana de un pozo se consideran parte de la actividad inicial. Las actividades que ocurren después de que finaliza el período de actividad inicial se consideran actividades de reingreso. El reingreso se define como todas las operaciones de perforación o fracturamiento en un pozo que resultan en un cambio a TVD, TLL o TPPe, que ocurre después del período de actividad inicial y / o un año desde la actividad de reingreso anterior.

Cuando se vuelve a ingresar a un pozo bajo el esquema MRF después del período de actividad inicial, se le otorgará una C\* Incremental. El C\* incremental se agregará a cualquier saldo de C\* que aún quede a menos que los ingresos acumulados del pozo hayan alcanzado o excedido su C\* antes del reingreso. La producción de todos los eventos de pozo desde la fecha reingresada en adelante contribuirá a la reducción del C\* del pozo.

El reingreso puede ocurrir, por alargamiento exclusivamente, nuevas fracturas exclusivamente, o bien una combinación de ambas. El Cuadro 4 muestra un caso exclusivamente de alargamiento del tramo horizontal.

**Cuadro 4 Alberta - MRF Ejemplo alargamiento de pozo horizontal**

Evento de Pozo	2008		
	TVD mt	TLL mt	TPP tn
2017	3215	1247	947
2018	3215	2183	947
TLLi (incremental)		936	
C*	ACCI*(1000*TLLi)	ACCI*(1000*936)	CAD 936.000

Fuente: elaboración propia en base a Alberta (2020)

O bien el reingreso puede incluir también nuevas fracturas, como muestra el ejemplo del Cuadro 5

**Cuadro 5 Alberta - MRF Ejemplo reingreso con alargamiento y nuevas fracturas**

Tramo Horizontal	2008			2017		
	TVD mt	TLL mt	TPP tn	TVD mt	TLL mt	TPP tn
0	671	1110	312	671	1110	0
2	850	1121	451	850	1121	621
3	1238	1201	241	1238	1201	924
4	1239	1052	312	1239	1052	0
TVD Promedio (2 y 3)			(850 + 1238)/2	mt		1044
TPP 2017 (2 y 3)			621 + 924	tn		1545
Factor (apuntalante revestido)						1,5
TPP Incremental			1545 x 1,5	tn		2317,5
C* incremental			ACCI*(1.5*(0.6*TVDp*TPPi) + 150,000)			2.327.523
C* incremental			Tipoc de cambio 1,33	u\$s		1.750.017

Fuente: elaboración propia en base a Alberta (2020)

Siempre se trata de calcular el C\* para el pozo inicial, y para el pozo luego del reingreso, y estimar por diferencia el C\* incremental.

### **iii. Determinación de la tasa de Regalía**

#### **a) Tasa de regalías con C\* positivo.**

Todos los productos producidos por un pozo pagarán una tasa fija de regalías del 5% siempre que el ingreso acumulado de un pozo sea menor que el C\* calculado (es decir, C\* Restante es mayor que cero)

#### **b) Cálculo de la tasa de regalías posterior a C\***

Cualquier volumen restante que supere el límite para el recupero de C\* tendrá su regalía calculada a sus tarifas respectivas (es decir, Post C\*). La tasa de regalías Post C\* (R%) para un mes es el monto calculado de acuerdo con la fórmula para cada hidrocarburo:

$$R\% = r_p + r_q$$

El componente del precio (rp) es la tasa porcentual basada en el precio paridad / referencia de cada hidrocarburo según corresponda.

El componente de cantidad (rq) refleja la productividad del pozo en comparación con un umbral de madurez prescrito (MT). Cuando la producción está por encima de MT, la rq es cero. Cuando la producción desciende por debajo del MT, se usa una fórmula para calcular una rq negativa.

La producción por pozo se determina en la boca del pozo combinando todos los hidrocarburos producidos en Volúmenes Equivalentes de Gas (GEV) o Volúmenes Equivalentes de Petróleo (OEV).

Para determinar el GEV y OEV de un pozo, la producción mensual combinada de petróleo, condensado y gas natural crudo se convierte en base a un factor de conversión de 1,7811. O sea, los volúmenes de gas expresados en miles de m<sup>3</sup>, se dividen por ese factor para convertirlos en volúmenes equivalente de petróleo expresados en m<sup>3</sup>, y viceversa. A continuación, los volúmenes equivalentes totales se comparan con el umbral de vencimiento. Los umbrales de madurez prescritos son:

- Volúmenes equivalentes de gas (GEV) = 345,5 103m3
- Volúmenes equivalentes de petróleo (OEV) = 194,0 m3

En el ejemplo del Cuadro 6, la producción mensual de un pozo, no alcanza los umbrales de madurez, con lo cual la regalía por volumen es negativa.

**Cuadro 6 Alberta - MRF Umbral de producción**

Producto	Producción de petróleo m3	Producción de gas crudo miles de m3	GEV miles de m3	OEV m3
Petroleo	125,0		222,6	125,0
Gas Natural		90	90,0	50,5
Total			312,6	175,5

Fuente: Alberta 2020

#### iv. Componente precio y componente cantidad

La tasa de regalías del petróleo puede oscilar entre un mínimo del 5% y un máximo del 40%. Se aplicará una tasa de regalías del 5% a los pozos de petróleo MRF que se encuentran en C \*. Los pozos que se encuentran en la Publicación C \* reciben una tasa de regalías compuesta por un componente de precio y cantidad. El componente del precio del petróleo se determina utilizando el precio paritario mensual del petróleo (PP) basado en la densidad, de acuerdo a lo que muestra el Cuadro 7.

**Cuadro 7 Alberta - MRF Regalías de Petróleo / Componente precio**

Par Price (\$/m3 )	rp (%)
PP ≤ 251.70	10%
251.70 < PP ≤ 409.02	$[(PP - 251.70) * 0.00071 + 0.10000] * 100$
409.02 < PP ≤ 723.64	$[(PP - 409.02) * 0.00039 + 0.21170] * 100$
723.64 < PP	$[(PP - 723.64) * 0.00020 + 0.33440] * 100$
Maximo	40%

Fuente: Alberta 2020

El componente de la cantidad del petróleo se determina utilizando el umbral de producción, de acuerdo al Cuadro 8.

**Cuadro 8 Alberta - MRF Regalías de Petróleo / Componente cantidad**

Cantidad (m3 )	rq (%)
194.0 ≤ Q	0%
Q < 194.0	$[(Q - 194.0) * 0.001350] * 100$

Fuente: Alberta 2020

De manera similar pasa con el componente precio del gas natural, y el componente cantidad del gas natural. El cuadro 9 muestra las escalas variables para el componente precio.

**Cuadro 9 Alberta - MRF Regalías del gas natural / Componente precio**

Par Price (\$/GJ)	rp (%)
PP ≤ 2.40	5%
2.40 < PP ≤ 3.00	$[(PP - 2.40) * 0.06000 + 0.05000] * 100$
3.00 < PP ≤ 6.75	$[(PP - 3.00) * 0.04250 + 0.08600] * 100$
6.75 < PP	$[(PP - 6.75) * 0.02250 + 0.24538] * 100$
Maximo	36%

Fuente: Alberta 2020

Mientras que el Cuadro 10 muestra las escalas variables para el componente cantidad.

**Cuadro 10 Alberta - MRF Regalías del gas natural / Componente cantidad**

Cantidad (m3 )	rq (%)
$Q \geq 345.5$	0%
$Q < 345.5$	$[(Q - 345.5) * 0.0004937] * 100$

Fuente: Alberta 2020

Tablas similares a las mencionadas existen para cada sub producto del gas natural.

#### v. Análisis del sistema

El régimen general instrumentado es notable, particularmente por cómo se detallan los subproductos del gas natural, incluyendo el helio, nitrógeno y azufre. En la Argentina estos subproductos no son gravados con regalías.

El mecanismo de determinación de precios también es complejo, pero en la medida que recurre a mercados transparente, y evita el control de los contratos, tal vez administrativamente sea más sencillo. Por otra parte, al tomarse precios promedio de mercado para determinar los ingresos imponibles, se estimula a las empresas a obtener mayor renta, logrando vender por sobre los mismos.

La coexistencia de distintos regímenes de regalías, puestos en vigencia en distintos momentos del tiempo, se facilita en la medida que existe el sistema Petrinex, el cual, con la debida programación, y luego del ingreso de ciertos datos, puede indicar a las empresas que regalía deben abonar por cada pozo.

El régimen MRF instrumentado es interesante, pero dada su reciente aplicación es pronto para poder evaluar qué resultados producirá para Alberta. Aparece como una reacción por parte de esta provincia, para lograr una mayor competitividad de sus recursos frente a los shale play de EE.UU.

Al tomarse para calcular los valores de  $C^*$  y del factor de ajuste ACCI valores promedio de la industria, se generan incentivos para que las empresas sean más eficiente, y puedan apropiarse en gran medida de las rentas que se deriven de esta mayor eficiencia.

Como limitación podríamos decir que no hay una explicación clara de cómo se han determinado las expresiones de cálculo de  $C^*$ , por otra parte, en general los sistemas de recolección de información de costos a partir de datos empresarios, no pueden evitar los problemas de asimetría de información. Los montos calculados de  $C^*$  parecen elevados.

Respecto de las escalas móviles de regalías, no se cuenta con los modelos que se han empleado para su determinación, lo cual hace difícil saber que tan bien se ajustan a los mismos, para lograr una participación adecuada en la renta. Tal como señala Van Meurs, la existencia de una regalía mínima, hace que no se aplique completamente el concepto de grabar la renta, cuando los precios descienden por debajo de cierto umbral.

Respecto de los costos corrientes y la declinación en la producción, aparentemente esto se refleja en el factor negativo de regalías que se aplica cuando la producción mínima se encuentra por debajo de cierto umbral. No obstante, tampoco se cuenta con los modelos de costos empleados para determinar estas escalas móviles negativas.

#### **d. British Columbia**

El gobierno de British Columbia (en adelante BC), recauda regalías sobre el petróleo y gas producido en las tierras de la Corona, y recauda impuestos sobre la producción de petróleo y gas sobre tierras de dominio absoluto (freehold land). BC intenta mantener un régimen de regalías competitivo en comparación con otras jurisdicciones en Canadá y los EE. UU., y ha explicitado los objetivos del mismo:

- Fomentar el desarrollo de recursos para maximizar las regalías y los impuestos para la Corona.
- Tratar a los productores grandes y pequeños por igual bajo el régimen
- Fomentar la inversión a largo plazo por industria
- Simplificar la administración y la verificación tanto para el gobierno como para la industria.

Desde 2010, la autoridad ha publicado un informe anual de medidas de desempeño sobre la medida en que el régimen de regalías de la provincia está cumpliendo con los objetivos anteriores. A continuación, desarrollaremos los siguientes puntos

- 1) Particularidades del sistema.
- 2) Regalías sobre el petróleo.
- 3) Regalías sobre el gas natural.
- 4) Programas para inversiones.
- 5) Programas por baja productividad.
- 6) Síntesis y conclusiones.

#### **i. Particularidades del sistema**

- a) **Competencia con la Provincia de Alberta.** BC considera a Alberta como su competidor por excelencia para atraer inversiones. Esto se manifiesta en los informes periódicos que realiza la autoridad de BC, comparando ambos sistemas fiscales, para determinar el grado de competitividad de BC.
  
- b) **Sistema basado en ingresos, y programas de fomento para el gas natural.** A diferencia de Alberta, en principio se gravan los ingresos brutos, y solo se otorgan créditos fiscales, en base a ciertos programas vinculados al gas natural, tales como pozo descubridor profundo, pozos profundos, y reingreso a pozos profundos. Los créditos otorgados por estos programas de fomento, se pueden deducir del pago de regalías gradualmente, pero sin dejar de pagar una regalía mínima.
  
- c) **Determinación de precios para el cálculo de regalías, por parte de la autoridad.** Para el caso del petróleo, se emplean los precios netos promedios ponderados de venta de los productores en el punto que corresponda al cálculo de regalías. Para el caso del gas natural, el precio de referencia a partir del cual se calculan las regalías es el mayor entre el precio de ventas actuales de productores, (reducido por una asignación de costos de procesamiento y transmisión) y un precio mínimo (post Price) propuesto por la autoridad administrativa.
  
- d) **Discrecionalidad de la autoridad administrativa.** A diferencia del régimen de Alberta, se observa en el caso de BC, que la autoridad administrativa posee facultades para modificar la tasa de regalías aplicable.
  - a. **Modificación de la tasa general de regalías para el petróleo.** Para el caso del petróleo crudo, la autoridad tiene la competencia de fijar umbrales de precios que pueden afectar la tasa de regalías.
  
  - b. **Modificación de la tasa de regalías para proyectos específicos.** Net Profit Royalty Regulation – sistema basado en proyectos y beneficios. Junto con el sistema basado en ingresos, existe la posibilidad de aprobar programas de regalías basados en la utilidad neta (Net Profit Royalty Regulation). La administración tiene competencias para aprobar proyectos de este tipo, para establecer disposiciones, prácticas y procedimientos de regalías en lo que se refiere a la administración de regalías por ganancias netas. Este régimen no lo analizaremos dado que actualmente no se aceptan solicitudes para el mismo.
  
- e) **Coexistencia de diversos sistemas de regalías, y estabilidad tributaria.** BC ha modificado su régimen de regalías, periódicamente, pero al mismo tiempo mantenido la estabilidad tributaria. De esta manera coexisten diversos regímenes asociados a producciones o perforaciones iniciadas en distintos periodos de tiempo. Pero nuestro interés se centrará en el sistema

aplicable a la nueva actividad, denominado Third Trier Oil (petróleo de tercer nivel).

- f) **Regalías por pozo.** Una característica que ha desarrollado BC al igual que Alberta desde hace ya muchos años, es un régimen de regalías, basado en pozos individuales o conjuntos de pozos (trac).
- g) **Facilidad de administración.** Con las facilidades que brindan el intercambio electrónico de información y la eficiencia administrativa, la Administración ha dependido en los últimos años menos de la autoevaluación. La Administración ahora factura a los productores el monto de las regalías pagaderas de petróleo y gas con base en la información de producción y ventas proporcionada por los productores.

## **ii. Regalías sobre petróleo**

La regalía sobre el petróleo es determinada multiplicando la participación de la regalía, por el valor neto promedio, antes de aplicar deducciones. Esta participación de la regalía es calculada multiplicando la tasa de regalías por el volumen mensual producido, pro rateado por el porcentaje de propiedad del productor. La tasa de regalía varía entre 0 % y 40 %, dependiendo del volumen producido, el origen del petróleo (tierras de la corona, o tierras de dominio absoluto), y el tipo de petróleo producido por el pozo (nuevo, viejo, tercer tipo, o petróleo pesado)

El valor neto promedio (sobre una base unitaria), es determinado usando el precio de venta promedio ponderado de todas las ventas durante el mes por el productor, menos los costos de transporte y otros ajustes para el petróleo. Si hay producción, pero no ventas para un mes particular, no se aplican regalías al productor por ese mes. Ciertas producciones están exceptuadas de la regalía sobre el petróleo, incluyendo pérdidas de producción de petróleo, y ciertas producciones de petróleo de “descubrimiento”.

**Cuadro 11 BC Regalías petróleo / Componente cantidad y precio**

Produccion	Cantidad (m3 )	rq (%)
Third Tier Oil, desde enero 2000		
	Q < 159m3	R% = Factor de precio × Q/26.45
	Q > 159m3	R% = (Factor de precio × (956 + 12 (Q - 159)))/Q
Factor de Precio		
El menor entre		
	a) $1 + (3.5 \times (\text{Precio bp} - \text{Umbral de Precios para Third Tier oil})) / \text{Precio bp}$	
	b) 2	

Fuente: BC 2014

Como puede observarse en el Cuadro 11 precedente, la regalía esta determinada por el nivel de producción. Por ejemplo, para 100 m3/mes, sería de 3.78 %. Esta regalía hasta una producción mensual de 132 m3, es inferior al 5 % que coincide con la regalía mínima de Alberta. Pero esta regalía puede ser menor o mayor, de acuerdo de acuerdo a que el “Umbral de Precios para Third Tier Oil”, que fije la autoridad, sea mayor o menor que el precio en boca de pozo, respectivamente, con un factor máximo de 2.

### iii. Regalías sobre el gas natural

La regalía neta sobre el gas natural varía entre el 5 % y el 27 %, conforme se muestra en el Cuadro 12, dependiendo del origen del gas (Corona o tierras libres), el tipo de gas (conservación o no conservación), el precio de referencia y el precio seleccionado.

La regalía bruta se reduce por la asignación de costos de servicio del productor (Producer Cost of Service Allowance (PCOS)). Esta reducción intenta compensar a los productores con el costo asociado con la captación, deshidratación y compresión del gas. Existen, adicionalmente, un número de créditos de regalías y programas disponibles para compensar con las obligaciones de regalías, que serán discutidos a continuación.

**Cuadro 12 BC Regalías gas natural / Componente precio**

Produccion	Precio (CAD/1000 m3 )	rq (%)
Gas de Conservación		
	RP < 50, RP > 50	R% = 8 R% = (400 + 15(RP - 50))/ RP
Gas No de Conservación		
Base 15 (Pozos previos a 1998)	RP < 50, RP > 50	R% = 15 R% = (750 + 25(RP - 50))/ RP
Base 12 (distintas cocechas)	RP < SP RP > SP RP/SP > 28/13	R% = 12 R% = 12 x SP + 40(RP - SP) RP R% = 27
Base 9 (distintas cocechas)	RP < SP RP > SP RP/SP > 31/13	R% = 9 R% = 9 x SP + 40(RP - SP) RP R% = 27
Líquidos de gas natural		R% = 20
Azufre		R% = 16,667

Fuente: BC 2014

Los subproductos recuperados de la producción de gas natural, tales como líquidos de gas natural, y azufre, al igual que el gas natural, también están sujetos a regalías, pero estos son % fijos.

#### **iv. Programas por tipo de inversión**

A partir de esta base, se estructuran diversos programas que permiten reducir los pagos por dos mecanismos. Estos programas, incluyen siempre una etapa de calificación, para ser apto para obtener el beneficio. En primer lugar existen créditos de monto fijo, para determinados tipos de pozos, o por infraestructura, o sea por determinado tipo de inversión.

A continuación, desarrollaremos los siguientes programas:

- 1) Pozo descubridor profundo.
- 2) Pozo profundo.
- 3) Reingreso profundo.
- 4) Desarrollo de infraestructura.
- 5) Desarrollo de infraestructura limpia.

##### **a) Pozo descubridor profundo**

Si un pozo exploratorio se clasifica como pozo de descubrimiento, inicialmente puede calificar para una exención, si cumple con ciertos requisitos,

tales como tener una distancia vertical verdadera de 4000 o más metros y estar al menos a 20 kilómetros de cualquier otro pozo perforado. La exención de pozos de descubrimiento profundo se introdujo para estimular el crecimiento en áreas que están más allá de la infraestructura existente y para proporcionar un alivio adicional para la perforación de riesgo extremadamente alto. Permite no pagar regalías, sobre lo que ocurra primero, los primeros 36 meses de producción, o una producción acumulada de 283 millones de m<sup>3</sup>.

### **b) Pozos profundos<sup>6</sup>**

Este programa otorga créditos por regalías a las empresas cuando perforan pozos profundos. Los requerimientos se han mantenido en el tiempo, con lo cual desde el 2015 a la fecha entre los 91 % y 95 % de los pozos perforados en BC, califican dentro de este programa.<sup>7</sup> Los créditos cubren una parte de los costos de perforación y terminación de estos pozos y pueden utilizarse para reducir las regalías pagaderas por un pozo en producción. A partir del 1 de abril de 2014, el Programa de Crédito por Regalías por pozo profundo tiene dos niveles, con regalías mínimas que deben abonarse en cada nivel.

El nivel 1, para pozos menos profundos con segmentos horizontales largos. Incluye aquellos con un punto de terminación (el punto donde la perforación del pozo excede primero los 80 grados desde la vertical) a menos de 1,900 metros; y con una profundidad total (calculada en base a la profundidad vertical total más la longitud horizontal multiplicada por el factor de longitud horizontal) superior a 2500 metros. Para este programa, los créditos por regalías disponibles varían desde un mínimo de \$ 440,000 (para un pozo con una profundidad de pozo profundo de 2,500 metros) hasta un máximo de \$ 2,81 millones (para pozos de 5,500 metros o más profundos). Sin perjuicio de esto siempre deben abonar una regalía mínima del 6 %<sup>8</sup>.

El Nivel 2 corresponde a pozos más profundos que el nivel 1 y ofrece un crédito de regalías máximo más alto. Ha estado en vigor desde 2003 y para calificar para este programa, un pozo debe ser o bien un pozo vertical que tiene un punto de terminación a más de 2.500 metros de profundidad, o bien un pozo horizontal que tiene un punto de terminación a más de 1.900 metros de profundidad. Los créditos de regalías disponibles para este programa, varían según la ubicación del pozo (ya sea "este" u "oeste") y la concentración de sulfuro de hidrógeno en el gas

---

<sup>6</sup> Ver BC (2014 a)

<sup>7</sup> Ver BC (2000)

<sup>8</sup> Ver BC (2019)

producido por el pozo (si el pozo es "dulce" o "agrio"). Sin perjuicio de esto, siempre deben abonar una regalía mínima del 3 %.

La profundidad total de un pozo, a los efectos de estos programas, se calcula sumando a la profundidad vertical, el producto del factor de longitud horizontal multiplicado por la diferencia entre la profundidad medida hasta el punto de terminación y la profundidad medida total (es decir, la longitud de los tramos horizontales del pozo). El factor de longitud horizontal a su vez tiene una fórmula especial de cálculo, y un valor máximo de 1. Es decir, un pozo no puede tener una profundidad de pozo mayor que la profundidad total medida del pozo.

### **c) Reentrada a pozos profundos de gas natural**

Cuando un pozo perforado previamente se perfora más profundamente para maximizar el desarrollo de los recursos conocidos, podría calificar para un crédito de reentrada. El reingreso debe ocurrir dentro de determinadas fechas y los pozos deben tener una profundidad vertical superior a 2300 mt. El valor del crédito de reentrada profunda estaría diseñado para reflejar mayores costos de perforación y terminación relacionados con la ubicación del pozo y la cantidad adicional de perforación que se realiza (distancia de perforación incremental).

### **d) Crédito para el desarrollo de infraestructura.**

Este crédito intenta estimular a las compañías de petróleo y gas a invertir en proyectos de nuevos caminos y nuevos ductos para mejorar el acceso en torno a los mismos a los recursos de BC. Estos créditos pueden alcanzar como máximo un 50 % del costo incurrido en la construcción de caminos, ductos, e instalaciones complementarias.

El programa de Crédito por Regalías para Infraestructura fomenta nuevas inversiones de capital en infraestructura de petróleo y gas natural más allá de lo que ocurriría de otra manera. El programa tiende asimismo como objetivo secundario a crear y mantener empleos bien remunerados para los habitantes de BC y estimular nuevos ingresos por regalías.

### **e) Créditos para el desarrollo de infraestructura limpia.**

Las empresas de petróleo y gas pueden solicitar un crédito de hasta el 50 por ciento del costo de construcción de carreteras o oleoductos. Este programa existente hasta 2018, se orienta a facilitar proyectos que reduzcan la emisión de gases de efecto invernadero durante el desarrollo y la producción de los recursos

locales. Por ejemplo, reducción de venteos, electrificación de equipos e instalaciones, etc.

#### **v. Reducción de regalías por baja productividad**

En segundo lugar, están los programas de reducciones en la tasa de regalías, para producciones bajas, marginales y ultra marginales. A continuación, desarrollaremos los siguientes casos.

- 1) Pozos de baja productividad. Se aplica para pozos de gas con producción debajo de 5000 m3/día.
- 2) Pozos marginales. Primero el pozo debe calificar para este programa, para lo cual se combina una medida de producción y profundidad, que se cumple cuando la producción es menos de 23 m3/día por metro de profundidad. Luego si califica, cuando la producción promedio día en las horas de efectivo funcionamiento del pozo, se ubica por debajo de los 25.000 m3/día, se autoriza automáticamente una reducción en la tasa de regalías.
- 3) Pozos ultra – marginales. En este caso, la reducción de regalías opera a partir de los 60.000 m3/día de producción, pero los pozos que pueden acceder a este beneficio tienen condiciones más restrictivas, se trata de pozos de gas libre y superficiales.

Los factores de reducción se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$\text{Pozos de baja productividad} = \left(\frac{5000-ADV}{5000}\right)^2 \quad (1)$$

$$\text{Pozos marginales} = \left(\frac{25000-ADV}{5000}\right)^2 \quad (2)$$

$$\text{Pozos ultra - marginales} = \left(\frac{60000-ADV}{60000}\right)^2 \quad (3)$$

Donde ADV es la producción promedio día obtenida.

#### **e. Colombia**

En este país, el actual marco institucional y regulatorio, este vigente a partir del Decreto 1760 del 26 de enero de 2003. Esta norma establece, entre otras, dos disposiciones relevantes para el sector hidrocarburos: 1) escinde de la Empresa Colombiana de Petróleos, la administración integral de las reservas de

hidrocarburos y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades y; 2) establece la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), institución que tiene como objetivo, “la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.”

### i. Regímenes de regalías

Regalías por el uso del campo de producción En Colombia, la propiedad de los minerales que se encuentran debajo de la superficie, incluidos el petróleo y el gas, está en manos del Gobierno nacional. Por lo tanto, las empresas dedicadas a la exploración y extracción de recursos no renovables (es decir, petróleo y gas) deben pagar a la ANH (que representa al Gobierno) una regalía en el campo de producción, conforme a la Tabla

**Cuadro 13 Colombia Regalías petróleo / Componente producción**

Producción diaria del campo (promedio diario en barriles de crudo por día)	Porcentaje (%)
Hasta 5000	8%
5001 hasta 125.000	$8\% + (\text{producción} - 5000) \times 0,10$
125001 hasta 400.000	20%
400.001 hasta 600.000	$20\% + (\text{producción} - 400.000) \times 0,025$
Mas de 600.000	25%

Fuente: Ley 756/2002

Por su parte la tasa de regalías para gas natural, varía entre un 80 % y un 60 % de las aplicables al petróleo, según la ubicación del yacimiento. Las regalías sobre hidrocarburos no convencionales (gas de esquisto, petróleo de esquisto, arenas bituminosas y arenas compactas) son equivalentes al 60% de las del petróleo convencional.

### ii. Derechos por precios elevados

Desde el momento en que la producción acumulada del área de explotación, incluyendo el volumen de regalías, supera los cinco millones de barriles de

hidrocarburos líquidos<sup>9</sup>, y si el precio de referencia internacional del petróleo (West Texas Intermediate (WTI)) es superior al precio determinado en el contrato (Po), el contratante debe pagar una cantidad de producción en especie o efectivo, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Q = \left( \frac{P - P_0}{P} \right) \times S \quad (4)$$

Donde

Q: derecho económico a pagar la ANH.

P: para hidrocarburos líquidos, es un precio promedio de referencia vinculado dado por el WTI en dólares estadounidenses por barril. Para el gas natural, P es el precio de venta promedio del gas vendido en el contrato en dólares estadounidenses por millón de unidades térmicas británicas (BTU).

Po: para hidrocarburos líquidos, es el precio base del petróleo crudo de referencia expresado en dólares estadounidenses por barril; y para el gas natural, es el precio promedio del gas natural en dólares por millón de BTU, según una tabla incluida en el contrato.

S: porcentaje de participación establecido dentro del contrato de E&P (contrato modelo 2014 de E&P).

El valor de S, de acuerdo al Cuadro 14, puede variar entre 30 % y 50 %.

---

<sup>9</sup> No aplica para hidrocarburos extra-pesados, y para el gas natural, la regla se aplica cinco años después del inicio del campo de explotación, en lugar de sobre la base de la producción acumulada.

**Cuadro 14 Colombia Petroleo - Derechos de Precios Altos / Componente precio**

Precio WTI (P)	Porcentaje de Participación (S)
$P_o \leq P \leq 2P_o$	30%
$2P_o \leq P \leq 3P_o$	35%
$3P_o \leq P \leq 4P_o$	40%
$4P_o \leq P \leq 5P_o$	45%
$5P_o \leq P$	50%

Fuente : Ernest Young (2019)

La aplicación de este derecho, depende de: (i) la gravedad del petróleo crudo del American Petroleum Institute (API), (ii) la distancia a la costa en el caso de descubrimientos offshore, y (iii) la cantidad de gas natural producido y exportado. Se incluyen los hidrocarburos líquidos no convencionales.

La ANH puede solicitar recibir este derecho en efectivo en lugar de en especie, de acuerdo con ciertas reglas establecidas en el contrato de exploración y producción.

### **iii. Otros derechos de participación**

El modelo de contrato de exploración y producción aplicable a los contratos presentados desde 2009 permite a la ANH acordar un porcentaje s de la producción con el contratista.

## **f. Perú**

### **i. Régimen fiscal**

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas se llevan a cabo bajo licencia o contratos de servicio otorgados por el Gobierno. En un contrato

de licencia, el inversor paga una regalía al gobierno, mientras que en un contrato de servicios, el gobierno paga una remuneración al contratista por sus actividades.

Como lo establece la Constitución Peruana y la Ley Orgánica de Hidrocarburos, un contrato de licencia no implica una transferencia o arrendamiento de propiedad sobre el área de exploración o explotación.

Para seleccionar a las empresas privadas, Perpetro, puede recurrir a licitación pública o contratación directa. Ahora bien, en todos los casos el régimen regalías es el determinado por DS 017-2003, aunque Perupetro, puede acordar formas de valorización de la producción en cada contrato en particular, a los fines de aplicar las regalías, dentro de las pautas establecidas en el artículo 45 de la Ley Orgánica, el cual establece que los hidrocarburos líquidos serán valorizados sobre la base de precios internacionales y el gas natural sobre la base de precios de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso.

En virtud del contrato de licencia, el contratista adquiere la autorización para explorar o explotar hidrocarburos en un área determinada, y Perupetro (la entidad que ostenta el estado peruano intereses) transfiere el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos al contratista, quien debe pagar una regalía al estado.

Es importante señalar que la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la normativa tributaria relacionada prevén que la suscripción de un contrato de petróleo y gas implica la garantía de que el régimen tributario vigente a la fecha de la firma no se modificará durante la vigencia del contrato. La estabilidad fiscal se otorga, en esencia, para las actividades del contrato y no directamente para las entidades que firmaron el contrato. Por lo tanto, cualquier cambio en la propiedad del contratista no afectará la estabilidad fiscal. Asimismo, la estabilidad fiscal cubre solo las actividades del contrato (es decir, la exploración y explotación de hidrocarburos) y ninguna otra actividad relacionada o distinta que pueda realizar la entidad legal (por ejemplo, refinación).

Esto tiene como objetivo preservar la economía del contrato de modo que no se generen más costos fiscales para los contratistas. La firma de un contrato para la exploración o explotación de un bloque congela el régimen fiscal vigente a la fecha en que se firma el contrato por toda la vida del contrato.

## **ii. Regalías**

El inciso b) del artículo 2do del DS 017-2003 establece que el contratista optará por la futura aplicación de una u otra metodología al momento de efectuar la Declaración de Descubrimiento Comercial de Hidrocarburos, y dependerá de sus

estimados de inversión y costo que pudiera realizar en el Área de Contrato; luego de lo cual, no podrá efectuar cambio de metodología.

En virtud de un contrato de licencia, el inversor paga una regalía al Gobierno, mientras esté bajo un contrato de servicios, el Gobierno paga una remuneración al contratista.

En ambos casos, sin embargo, la distribución de la renta económica (regalía o remuneración) entre el Gobierno y el inversor se determina con base en las siguientes metodologías:

• **Escalas de producción**

• Bajo esta metodología, el porcentaje de regalías se determina sobre ciertas escalas de producción (volumen de barriles de hidrocarburos líquidos, líquidos de gas natural y líquidos gas, llamados "hidrocarburos fiscalizados", por día calendario) para un período, según la siguiente escala:

Escalas de producción (barriles por día calendario) Porcentaje de regalías

< 5	5%
5 – 100	5% a 20%
> 100	20%

• **Resultados económicos (RRE)**

De acuerdo con esta metodología, el porcentaje de regalías se obtiene por agregando un porcentaje de regalías fijo del 5% a un porcentaje de regalías variable. El porcentaje de regalía variable (en un rango entre 5% y 20%) se calcula una vez que la relación entre ingresos y egresos al año anterior es de al menos 1,15.

• **Otras metodologías**

Factor R y producción acumulada por campo petrolero con ajustes de precio. En el caso del factor R, la regalía se calcula aplicando una relación entre ingresos y egresos de determinados períodos establecidos en el contrato. A estos efectos, el porcentaje mínimo de regalías se indica en la siguiente tabla.

Factor R	Porcentaje mínimo de regalías
----------	-------------------------------

Desde 0.0 <1.0	15%
Desde 1.0 <1.5	20%
Desde 1,5> 2,0	25%
Desde 2,0 o más	35%

Los porcentajes definitivos se negociarán y establecerán generalmente en cada contrato. Sin embargo, en el caso de producción acumulada por campo petrolero con ajustes de precio, la regalía se calcula en base a un porcentaje específico por campo petrolero para un contrato. La regalía se ajusta en base a dos factores: la producción acumulada de cada campo petrolero y el precio promedio por barril de dicha producción.

Entre las metodologías disponibles para el cálculo de regalías, las más utilizadas son las escalas de producción y resultado económico. Estas metodologías fueron incluidas en 2003 para promover inversiones en la exploración y explotación de hidrocarburos.

## 8. Bibliografía

- Alberta (1992 a) *Experimental oil sands royalty regulation*. <https://www.canlii.org/en/ab/laws/regu/alta-reg-347-1992/latest/alta-reg-347-1992.html>
- Alberta (1992 b) *Horizontal re-entry Well Royalty Reduction Regulation*. Alberta Regulation 348/1992. <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/al133205.pdf>
- Alberta (1992 c) *Low productivity well royalty reduction regulation*. Alberta Regulation 350/1992. <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/al65385.pdf>
- Alberta (1992 d) *Reactivated well royalty exemption regulation*. Alberta Regulation 352/1992. <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/al65397.pdf>
- Alberta (1993 a) *Third tier exploratory well royalty exemption regulation*. Alberta Regulation 16/1993. <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/al133249.pdf>
- Alberta (1993 b) *Enhanced Recovery of oil Royalty Reduction Regulation*. Alberta Regulation 348/1993 <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/al154365.pdf>
- Alberta (2003) *CO2 Projects Royalty Credit Regulation*, Alta Reg 120/2003 <https://www.canlii.org/en/ab/laws/regu/alta-reg-120-2003/latest/alta-reg-120-2003.html>.

Alberta (2007) *Our Fair Share. Report of the Alberta Review Royalty Panel.*  
<https://open.alberta.ca/publications/our-fair-share-report-of-the-alberta-royalty-review-panel-to-the-hon-lyle-oberg-minister-of-finance->

Alberta (2009) *Natural gas royalty regulation.* Alberta Regulation 221/2008.  
[https://www.gp.alberta.ca/documents/Regs/2008\\_221.pdf](https://www.gp.alberta.ca/documents/Regs/2008_221.pdf)

Alberta (2010) *Natural gas deep drilling regulation.* Alberta Regulation 198/2010.  
[https://www.gp.alberta.ca/documents/Regs/2010\\_198.pdf](https://www.gp.alberta.ca/documents/Regs/2010_198.pdf)

Alberta (2016) *Alberta at a crossroads Royalty Review Advisory panel report.*  
<https://open.alberta.ca/publications/9781460126882>

Alberta (2017) *Alberta Modernized Royalty Framework Guidelines.*  
<https://open.alberta.ca/publications/alberta-modernized-royalty-framework-guidelines-principles-and-procedures>

Alberta (2018): *Alberta oil sands royalty guidelines : principles and procedures*  
<https://www.alberta.ca/oil-sands-royalty-guidelines.aspx>

Alberta (2020): *Alberta modernized royalty framework guidelines – Principles and procedures Version 2.0 junio 2020.* <https://open.alberta.ca/publications/alberta-modernized-royalty-framework-guidelines-principles-and-procedures>

Altomonte H, Sánchez R.J. (2016) *Hacia una nueva gobernanza de los recursos natural, en America Latina y el Caribe – CEPAL*

ANH – Colombia (2017) *Acuerdo N° 2/2017*  
<http://www.anh.gov.co/Documents/ACUERDO%2002%20DE%202017.pdf>

Bazel P., Mintz J.M. (2019) *Effective Tax and Royalty Rates on New Investment in Oil and Gas after Canadian and American Tax Reform.* Fraser Institute.  
<https://www.fraserinstitute.org/studies/effective-tax-and-royalty-rates-on-new-investment-in-oil-and-gas-after-canadian-and-american-tax-reform>

Bindemann K (1999) *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis.* Oxford Institute for Energy Studies WPM 25.  
<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/WPM25-ProductionSharingAgreementsAnEconomicAnalysis-KBindemann-1999.pdf>

Blake A.J., Roberts M.C. (2006) *Comparing petroleum fiscal regimes under oil price uncertainty* Resources Policy 31 (2006) 95–105

Boadway R, Keen M (2010) *Theoretical perspectives on resource tax design* en Daniel P, Keen M and McPherson Ch (Comp.) (2010) Capítulo 2 pp 13 a 74

Bond, Stephen R. and Michael P. Devereux (1995), 'On the Design of a Neutral Business Tax under Uncertainty,' Journal of Public Economics, Vol. 58, pp. 57–71.

Bond, Stephen R. and Michael P. Devereux (2003) *Generalised R-Based and S-Based Taxes Under Uncertainty,* Journal of Public Economics, Vol. 87, pp. 1291–1311.

Boyd, R.G. y D. Khosrow, (1994). *Tax Reform and Energy in the Philippines Economy: A General Equilibrium Computation* .Energy Journal, 15(2).

BC (2010): *Net Profit Royalty Program - PNG 006* .British Columbia Ministry of Finance <https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/taxes/natural-resource-taxes/publications/png-006-net-profit-royalty-program.pdf>

BC (2014a) *Royalty Programs for Deep Wells*. British Columbia Ministry of Finance <https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/taxes/natural-resource-taxes/publications/png-001-deep-gas-wells-royalty-programs.pdf>

BC (2014b): *Oil and Gas Royalty Handbook* British Columbia Ministry of Finance <https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/taxes/natural-resource-taxes/publications/royalty-handbook-oil-gas.pdf>.

BC (2018): *Clean Infrastructure Royalty Credit Program*. British Columbia Ministry of Finance <https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/taxes/natural-resource-taxes/publications/royalty-handbook-oil-gas.pdf>.

BC (2019) (2019): *Minimum Royalty Program – Petroleum and Natural Gas Act*. Bulletin PNG 008 British Columbia Ministry of Finance <https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/taxes/natural-resource-taxes/publications/png-008-natural-gas-minimum-royalty-program.pdf>.

BC (2020): *2019 Performance Measures - B.C. Oil and Gas Royalty Programs*. British Columbia Ministry of Finance [https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/natural-gas-oil/clean-growth-infrastructure-royalty-program/petroleum-natural-gas-royalties/20200706\\_-\\_2019\\_performance\\_measures\\_report.pdf](https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/natural-gas-oil/clean-growth-infrastructure-royalty-program/petroleum-natural-gas-royalties/20200706_-_2019_performance_measures_report.pdf)

Brown, E. C. 1948, *'Business-income taxation and investment incentives'*, in *Income, Employment and Public Policy: Essays in Honor of Alvin H. Hansen*, eds L. A. Metzler, H. S. Perloff and E. D. Domar, Norton, New York.

Calder J (2010 a) *Resource tax administration: the implications of alternative policy choices* en Daniel P, Keen M and McPherson Ch (Comp.) (2010) Capítulo 11 pp 319 a 339.

Calder J (2010 b) *Resource tax administration: functions, procedures and institutions* en Daniel P, Keen M and McPherson Ch (Comp.) (2010) Capítulo 12 pp 340 a 377.

Calder J (2014) *Administering Fiscal Regimes for Extractive Industries A Handbook* International Monetary Fund.

Cramton P (2010) *How best to auction natural resources* en Daniel P, Keen M and McPherson Ch (Comp.) (2010) Capítulo 10 pp 289 a 316.

Coddou G, Hammond R, Laaveg M, Ogunyomi B, Raeder A, Svensson M., Xu P. (2012) *Fiscal System Modeling Framework* SPE 162893

Conrad R F y Holl B (1981) *Resource Taxation with Heterogeneous Quality and Endogenous Reserves* *Journal of Public Economics*, Volume 16, Issue 1, August 1981, Pages 17-33

Conrad R., Shalizi Z., Syme J. (1990) *Issues in Evaluating Tax and Payment Arrangements for Publicly Owned Minerals Policy*, Banco Mundial, Research, and External Affairs Working Papers

Daniel Ph, Keen D M and McPherson Ch (Comp.) (2010) *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, Routledge: New York,

Daniel P, Goldsworthy B, Maliszewski W, Mesa Puyo D, y Watson A (2010 a) *Evaluating fiscal regimes for resource projects An example from oil development*, en Daniel P, Keen M and McPherson Ch (Comp.) (2010) Capítulo 7 pp 187 a 240.

Daniel Ph, Sunley E M (2010 b) *Contractual assurances of fiscal stability* en Daniel P, Keen M and McPherson Ch (Comp.) (2010) Capítulo 14 pp 405 a 424.

Daniel Ph, Keen M, S'wistak A, Thuronyi V (2017) *International Taxation and the Extractive Industries*. Routledge Londres y New York.

Ernest y Young (2012) *Shale Gas Taxation in Poland. Includes: Report by an independent expert Dr. Pedro Van Meurs "Suggestions for shale gas terms in Poland"*

EyY (2019) *Global oil and gas tax guide 2019*

[https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-global-oil-and-gas-tax-guide-2019/\\$FILE/ey-global-oil-and-gas-tax-guide-2019.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-global-oil-and-gas-tax-guide-2019/$FILE/ey-global-oil-and-gas-tax-guide-2019.pdf)

Garnaut R (2010) *Principles and Practice of Resource Rent Taxation* The Australian Economic Review, vol. 43, no. 4, pp. 347–56.

Gomez Sabaíni J.C., Jimenez J.P, Morán D (2015) *El impacto fiscal de la explotación de recursos no renovables en los países de America Latina y el Caribe*. CEPAL

[https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/38235/1/S1500128\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/38235/1/S1500128_es.pdf)

Hotelling, H., (1931), *The Economics of Exhaustible Resources*, Journal of Political Economy, 39:2, pp. 137–75.

IFM (2015) *Background Note on Fiscal Regimes for Extractive Industries and Revenue Volatility*.

<https://www.imf.org/external/np/fad/fari/>

IHS – CERA (2011) *Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System - Final Report. OCS Study. BOEM 2011.* -

[https://www.energy.senate.gov/public/index.cfm/files/serve?File\\_id=d174971c-4682-4d96-b194-a85fa2b86774](https://www.energy.senate.gov/public/index.cfm/files/serve?File_id=d174971c-4682-4d96-b194-a85fa2b86774)

Johnston, D (1998), *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts* PennWell Books.

Johnston, D (2003), *International Exploration Economics Risk and Contract Analysis* PennWell Books.

Kasriel K, Wood D (2013) *Upstream Petroleum Fiscal and Valuation Modeling in Excel A Worked Examples Approach*. John Wiley & Sons Ltd United Kingdom

Keen M., Mullins P. (2017) *International corporate taxation and the extractive industries: principles, practice, problems* en Daniel Ph, Keen M, S'wistak A, Thuronyi V (2017)

Kemp A.G. Rose D. (2004) *Investment in Oil Exploration and Production: The Comparative Influence of Taxation* en David W. Pearce, Horst Siebert and logo Walter (edit) (1984) Lectura 10 pp 169 – 195.

Klemm, Alexander (2007), *Allowances for Corporate Equity in Practice*, CESifo Economic Studies, Vol. 53, pp. 229–262.

Luca O., Mesa Puyo D. (2016) *Fiscal Analysis of Resource Industries (FARI) Methodology* Fiscal Affairs Department Technical Notes and Manuals. FMI

Mc Pherson Ch. (2010) *State participation in the natural resource sectors: evolution, issues and outlook* en Daniel P, Keen M and McPherson Ch (Comp.) (2010) Capítulo 9 pp 263 a 288

Mintz J., Chen D. (2012) *Capturing economic rents from resources through royalties and taxes*. University of Calgary – The Scholl of Public Polices SPP Research Papers. Volume 5•Issue 30•October 2012

Naciones Unidas (2017) *United Nations Handbook on Selected Issues for Taxation of the Extractive Industries by Developing Countries*,

<https://www.extractiveshub.org/resource/view/id/9603>

Nakhle C (2010) *Petroleum fiscal regimes: evolution and challenges*, en Daniel P, Keen M and McPherson Ch (Comp.) (2010) Capítulo 4 pp 89 a 121

OLADE (2010 a) *Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos – América Latina - 2009*

OLADE (2010 b) *Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos – América Latina – 2010*

[https://www.researchgate.net/publication/259183990\\_Contratos\\_de\\_Exploracion\\_y\\_Explotacion\\_de\\_Hidrocarburos\\_America\\_Latina\\_2010/link/0deec52a3814cedc53000000/download](https://www.researchgate.net/publication/259183990_Contratos_de_Exploracion_y_Explotacion_de_Hidrocarburos_America_Latina_2010/link/0deec52a3814cedc53000000/download)

Osmundsen P (1998) *Dynamic Taxation of Non-Renewable Natural Resources under Asymmetric Information about Reserves*. The Canadian Journal of Economics / Revue canadienne d'Economique, Vol. 31, No. 4 (Oct., 1998), pp. 933-951

Otto J., Andrews C., Cawood F., Doggett M., Guj P., Stermole F., Stermole J., Tilton J.(2006) *Mining Royalties A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society* – Banco Mundial.

Pearce D.W, Horst Siebert and logo Walter (edit) (1984) *Risk and the Political Economy of Resource Development*. The Macmillan Press LTD London and Basingstoke.

Reece D.K. (1978) *Competitive Bidding for Offshore Petroleum Leases*. The Bell Journal of Economics, Vol. 9, No. 2 (Autumn, 1978), pp. 369-384

Robilliard C.P.(2005) *Las industrias extractivas y la aplicación de regalías a los productos mineros* Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 98 CEPAL

Sebenius J.K, Stan P.J.E. (1982) *Risk-Spreading Properties of Common Tax and Contract Instruments* The Bell Journal of Economics, Vol. 13, No. 2 (Autumn, 1982), pp. 555-560

Smith J L (2012) *Issues in Extractive Resource Taxation: A Review of Research Methods and Models*. IMF Working Paper WP/12/287

Tordo S (2007) *Fiscal Systems for Hydrocarbons Design Issues* World Bank Working Paper N° 123

Smith J L., Siegel D. R., Agnes Cheng C. S. (1988) *Failure of the net profit share leasing experiment for offshore petroleum resources*. The Review of Economics and Statistics , May, 1988, Vol. 70, No. 2 (May, 1988), pp. 199-206

Stiglitz, J E. (1996). *Principles of Micro-Economics*, 2nd ed., 298–99. New York: W.W. Norton.

Shay S.E. (2017) *An overview of transfer pricing in extractive industries* en Daniel Ph, Keen M, S´wistak A, Thuronyi V (2017)

United States Government Accountability Office (GAO) (2008) *Oil and Gas Royalties: The Federal System for Collecting Oil and Gas Revenues Needs Comprehensive Reassessment* GAO-08-691 <https://www.gao.gov/products/GAO-08-691>.

Üşenmez E (2019) *Redesigning Petroleum Taxation Aligning Government and Investors in the UK*. Routledg Taylor y Francis Group Londres y Nueva York.

Van Meurs P. (2008) *Maximizing the value of government revenues from upstream petroleum arrangements under high oil prices*. <https://app.vanmeursenergy.com/public/FreeDocs.aspx>

Van Meurs P. (2016) *Government Fiscal Strategies under Low Oil Prices and Climate Change*. Draft discussion paper for submission to the 3rd Government Oil and Gas Summit. <https://app.vanmeursenergy.com/public/FreeDocs.aspx>

Van Meurs P. (2017) *Flexible Gross Split Sharing*. <https://app.vanmeursenergy.com/documents/free/80001004.pdf>

Van Meurs P. (2020) *World Petroleum Industry Perspectives*. <https://app.vanmeursenergy.com/documents/free/80001005.pdf>

Wood I (2014) *UKCS Maximizing Recovery Review: Final Report* [https://www.ogauthority.co.uk/media/1014/ukcs\\_maximising\\_recovery\\_review.pdf](https://www.ogauthority.co.uk/media/1014/ukcs_maximising_recovery_review.pdf)

### **III. Análisis del marco normativo de la Provincia de La Pampa en el sector de producción de hidrocarburos**

#### **1. Evolución normativa**

En esta sección analizaremos la evolución histórica normativa relacionada con el dominio y la jurisdicción de los yacimientos hidrocarburíferos en la Argentina. Es decir, describiremos como fue el proceso de “provincialización” de los yacimientos hidrocarburíferos. Comenzaremos con el Código de Minería, la regulación en la Ley 17.319, la federalización de los hidrocarburos establecida por la Ley 24.145, la reforma constitucional de 1994, los cambios introducidos por el Ley 26.197 y finalmente las últimas modificaciones a la Ley de Hidrocarburos mediante la sanción de la Ley 27.007 y en particular, la nueva Sección 7° “Canon y Regalías”.

##### **a. Código de Minería**

La República Argentina tiene una rica historia en materia de explotación de hidrocarburos que comienza a principios del siglo XX. En 1907 se descubrió un importante yacimiento de hidrocarburos en la zona de Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut. Ello dio origen a la industria de los hidrocarburos en la República Argentina, la cual quedó sujeta a las normas generales del Código de Minería sancionado en 1887.

En 1910, se crea la primera empresa petrolera estatal denominada Dirección General para la Explotación del Petróleo de Comodoro Rivadavia y a través de la Ley 7.059 se estableció a la zona de Comodoro Rivadavia como reserva fiscal.

En 1922, se creó por Decreto la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF).

En 1935 se sancionó la Ley 12.161 por la que se incorporó el título XVI al Código de Minería. Allí se dispuso que la exploración y la explotación de hidrocarburos fluidos se regiría por las disposiciones concernientes a las minas de primera categoría del mencionado código.

El artículo 373 del Código de Minería establece que “las minas de petróleo e hidrocarburos fluidos son bienes del dominio privado de la Nación o de las Provincias, según el territorio en que se encuentren.”

Es decir, no se modificó el anterior criterio respecto de la propiedad nacional o provincial de los yacimientos. Según ese régimen la exploración y explotación de hidrocarburos estaba sujeta a una doble modalidad: por un lado, el Estado Argentino hizo sucesivas reservas de zonas petroleras a favor de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y, por otro, a sujetos privados que ejercitaban el derecho de petición consagrado en el Código de Minería y obtenían de la autoridad competente concesiones legales por tiempo indeterminado.

Con la reforma constitucional de 1949, realizada durante la primera presidencia de Juan Domingo Perón, los yacimientos hidrocarburíferos pasaron a ser bienes de propiedad del Estado Nacional.<sup>10</sup> Sin embargo, en 1955 la reforma constitucional de 1949 es dejada sin efecto y por lo tanto vuelve a cobrar vigencia la Ley 12.161.

En 1958 se dictaron el Decreto 933/58 y la Ley 14.773. Por medio del decreto se autorizó a YPF a celebrar contratos de locación de obras y servicios sobre zonas petroleras; con los que se procuró ampliar e intensificar las actividades de la empresa estatal mediante la colaboración del capital privado. A su vez, con la Ley 14.773 se estableció que los yacimientos de hidrocarburos eran bienes exclusivos, imprescriptibles e inalienables del Estado Nacional. Es decir, se vuelve a nacionalizar los yacimientos con el objetivo de incentivar la explotación privada.

### **b. Ley 17.319**

En 1967 se dictó la Ley 17.319 (la Ley de Hidrocarburos) que hasta hoy rige la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos en la República Argentina. Por esta norma se restableció el rol privado en la actividad, reinstaurando la figura de las concesiones de explotación.

En su redacción original, establecía 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.*”<sup>11</sup>

A su vez, el art 59 señalaba que “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

---

<sup>10</sup> El segundo párrafo del art. 40 de la CN de 1949 señalaba que “Los minerales, las caídas de aguas, los yacimientos de petróleo, de carbón y de gas, y las demás fuentes naturales de energía, con excepción de los vegetales son propiedades imprescriptibles e inalienables de la Nación, con la correspondiente participación en su producto, que se convendrá con las provincias.”

<sup>11</sup> Art. 1 Ley 17.319 (texto original).

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.”<sup>12</sup>

Respecto a la producción de gas natural, el art 62 disponía que 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°.”<sup>13</sup>

Al margen de que posteriormente la reforma constitucional de 1994 y la Ley 26.197 establecieron la propiedad de las provincias sobre de los yacimientos de hidrocarburos que estuviesen en su territorio, para la concesiones otorgadas bajo la Ley 17.319 la base del cálculo y la alícuota que grava las extracciones de petróleo y gas natural siguen siendo legisladas por el Estado Nacional.

Por otro lado, el art. 12 de la Ley de Hidrocarburos se señalaba que “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 artículos 59, 61, 62 y 93.”

Es decir, la Ley de Hidrocarburos desde su texto original reconoce el derecho de las provincias productoras a recibir una participación del valor de los hidrocarburos extraídos en sus respectivos territorios.

En 1969, se dictó el Decreto 1671, que reglamentó los procedimientos de liquidación y percepción de las regalías que debían tributar los titulares de los derechos sobre los yacimientos.

En el capítulo VI titulado “Participación de las provincias” el art. 20 estableció que “cuando el Estado nacional perciba el monto de la regalía en efectivo, la participación de las provincias en el producido de dicha actividad art. 12 de la Ley N° 17.319, *será satisfecha mediante el pago directo a las mismas del monto resultante de la liquidación* mencionada en el art. 4° de la presente reglamentación, por los concesionarios y empresas estatales, respecto de sus áreas de explotación por cuenta y orden del Estado nacional, salvo comunicación en contrario emanada de la autoridad de aplicación.”<sup>14</sup>

---

<sup>12</sup> Art. 59 Ley 17.319 (texto original).

<sup>13</sup> Art. 62 Ley 17.319 (texto original).

<sup>14</sup> Art. 20 Decreto 1671/1969 (énfasis agregado).

Es decir, el Estado Nacional permitió que las provincias puedan recibir directamente de parte de las empresas productoras el monto resultante de la liquidación de las regalías.

### c. Ley 24.145

En 1992 y en el marco del proceso de privatización de la mayoría de las empresas públicas del Estado Nacional, se sancionó la Ley 24.145 que dispuso la federalización de los hidrocarburos y la privatización de YPF S.E. En ese sentido en el art. 1 se estableció que:

*Transfiérese el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de Doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base reconocidas por la legislación vigente.*<sup>15</sup>

Sin embargo, dicha transferencia estaba supeditada a la redacción de un proyecto de ley por parte de la Comisión de Provincialización de hidrocarburos que jamás se cumplió.<sup>16</sup> A pesar de la falta de sanción de ese proyecto de ley, la intención del legislador era trasladar a las provincias el poder de policía sobre los yacimientos de hidrocarburos que estuviesen en sus respectivos territorios.

Al año siguiente, a través de la Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación 188/1993, se establecieron las pautas y los procedimientos tendientes al pago de regalías. El art. 7 dispuso que:

Cuando la provincia acreedora considerase que el valor informado por el concesionario para el cálculo de las regalías no refleja el precio real del mercado, dentro de los veinte (20) días corridos de recibida la referida información, deberá formular la observación correspondiente al concesionario, adjuntando los fundamentos de la misma. En un plazo no mayor de diez (10) días corridos, a partir de la fecha de notificación, el concesionario deberá presentar las declaraciones o probanzas necesarias que avalen el precio declarado. De no resultar tales declaraciones o probanzas satisfactorias, la provincia remitirá a la Secretaría de Energía las actuaciones del caso para su resolución,

---

<sup>15</sup> Art. 1 Ley 24.145 (énfasis agregado)

<sup>16</sup> Ver art 1 Ley 24.145("Dicha transferencia tendrá lugar cuando se haya cumplido lo establecido en el Artículo 22 de la presente"; ver también art. 22 Ley 24.145 ("La transferencia del dominio dispuesta por el Artículo 1º de esta ley, se perfeccionará después de sancionada y promulgada la ley cuya elaboración se encomienda a la Comisión de Provincialización de Hidrocarburos por el Artículo 5º").

comunicándole fehacientemente su desacuerdo al concesionario. De encontrar la secretaría que el concesionario ha liquidado indebidamente a la provincia, fijará el Valor Boca de Pozo, procediendo a la liquidación e imponiendo al concesionario las sanciones que correspondieren.<sup>17</sup>

A pesar de que no fue un cambio significativo para las arcas provinciales ni tampoco para el reconocimiento del dominio de las provincias sobre los yacimientos de los hidrocarburos, la posibilidad de impugnar por parte de las provincias el valor informado por el concesionario para el cálculo de las regalías fue otro avance en la federalización y permitió la intervención de las provincias en la liquidación y percepción de las regalías.

En síntesis, a pesar de la falta de implementación del art. 1 de la Ley 24.145 y de la no transferencia del dominio de los hidrocarburos a las provincias, el dictado de la Ley 24.145 demostró la intención del Congreso y significó el comienzo de un nuevo periodo caracterizado por el paulatino reconocimiento del dominio originario de las provincias sobre sus recursos hidrocarburíferos.

#### **d. Reforma Constitucional de 1994**

La República Argentina adoptó la forma republicana de gobierno y es un estado federal.<sup>18</sup> Sin embargo, la cuestión del dominio y jurisdicción de los hidrocarburos no fue tratada en la Constitución de 1853/60.

Como se explicó precedentemente en la Constitución peronista de 1949 se había establecido que los yacimientos hidrocarburíferos pertenecían al dominio de la Nación, pero derogada esa reforma por el gobierno de facto y en consecuencia al ponerse en vigencia nuevamente la Constitución de 1853/60 volvió a quedar indefinida la cuestión de la titularidad de los recursos naturales.

Finalmente, en 1994 nuestra Constitución Nacional reconoció a las provincias el dominio originario de los recursos naturales situados en sus respectivos territorios.<sup>19</sup> Explica Gelli que “la reforma [de la constitución], por lo menos en el contenido de la norma jurídica sancionada, importa una modificación sustantiva porque, como se ha sostenido, la propiedad y administración de los recursos naturales garantiza un presupuesto vital del federalismo y requiere una

---

<sup>17</sup> Art. 7 Resolución SE 188/1993.

<sup>18</sup> Art 1 CN.

<sup>19</sup> Art. 124 CN

modificación de la legislación vigente que se oponga a lo dispuesto en el art. 124, cuidando de no alterar la jurisdicción federal cuando a ella corresponda.”<sup>20</sup>

El art. 124 de la CN es muy claro sobre la voluntad de los convencionales constituyentes de 1994 de reconocer el dominio originario de sus recursos naturales a las provincias.<sup>21</sup> No hay dudas de que se trató de una reivindicación federal de los Estados locales.

Ese dominio originario permite a las provincias establecer los tributos sobre todas las cosas que forman parte de su riqueza general. Tal como sostiene Gelli “el ámbito del territorio comprende tierra, aire, mar y subsuelo y el dominio sobre los recursos allí comprendidos son propios de las provincias, lo que las habilita para percibir tributos sobre ellos y disponer la enajenación y el aprovechamiento de aquellos por sí mismas o en políticas concertadas con el Estado Federal.”<sup>22</sup>

Es decir, el dominio originario de los recursos naturales que les reconoce la Constitución Nacional a las provincias implica que tienen el dominio patrimonial sobre dichos recursos.

Ahora bien, el dominio no implica necesariamente jurisdicción. Sacristán explica que “el Constituyente colocó el dominio (originario) de los recursos naturales ubicados en el territorio de cada provincia, en cabeza de cada provincia” pero “ello excluye claramente a la jurisdicción que permanece en cabeza de la nación.”<sup>23</sup>

Agrega Sacristán dos extremos: Primero, ya la antigua obra de Grocio enseñaba que dominio no es jurisdicción. Segundo, la Corte Suprema argentina adoptó idéntico temperamento al sostener, en Marconetti,<sup>24</sup> que “dominio y jurisdicción no son conceptos equivalentes ni correlativos, pues bien pueden existir uno sin la otra o vice-versa.” Citando a Bianchi y a Badeni también afirma que “la

---

<sup>20</sup> María Angélica Gelli, *Constitución de La Nación Argentina: Concordada y Comentada*, Tomo II, págs. 732-733 (2018).

<sup>21</sup> Además del art. 124 CN, los recursos naturales aparecen previstos en la CN en dos ocasiones más: i) en el art. 41, segundo párrafo (“Las autoridades proveerán[...], a la utilización racional de los recursos naturales”); y ii) en el art. 75 inc. 17 al consagrarse la atribución del Congreso de asegurar la participación de los pueblos indígenas argentinos en “en la gestión referida a sus recursos naturales.”

<sup>22</sup> María Angélica Gelli, *Constitución de La Nación Argentina: Concordada y Comentada*, Tomo II, págs. 732 (2018).

<sup>23</sup> Estela B. Sacristán, *Los Recursos naturales en la Constitución Nacional argentina: La cuestión del dominio originario*, *Revista de Derecho Administrativo Económico*, N° 30, págs. 111-139 (julio-diciembre 2019).

<sup>24</sup> C.S.J.N. “Marconetti, Boglione y Cía. c/ Municipalidad de Santa Fe s/ juicio contencioso administrativo”, Fallos 154:312 (1929).

regla de que dominio no necesariamente conlleva jurisdicción” y que “dominio y jurisdicción pueden ser de diferentes titulares.”<sup>25</sup>

Al analizar los debates de los constituyentes de la reforma constitucional de 1994, Macías y Schiariti explican que “algunos de los constituyentes solicitaron expresamente que se atribuyera a las provincias el dominio y la jurisdicción sobre los recursos naturales, entiendo por jurisdicción la facultad de regular el uso y el aprovechamiento de esos recursos, [sin embargo] esas posturas no prosperaron y finalmente el art. 124 de la Constitución Nacional se limitó a reconocer el dominio originario de las provincias sobre los recursos naturales situados en sus territorios, sin atribuirles jurisdicción sobre ellos.”<sup>26</sup>

Además, la propia Constitución Nacional conserva atribuciones reglamentarias para el Estado Nacional. De esta manera, el Congreso de la Nación tiene atribuciones en materia de comercio exterior e interior entre las provincias y dicta los códigos de fondo como el Código Civil y Comercial y de Minería.<sup>27</sup>

Al margen de la diferenciación ente dominio y jurisdicción, no existe dominio alguno, sea eminente, privado u originario, que no tenga como consecuencia directa y como elemento fundamental, la facultad del titular del dominio de perseguir las rentas derivadas del objeto de su título.<sup>28</sup> Así que no hay dudas del derecho de las provincias productoras de hidrocarburos de fiscalizar la liquidación, re-determinar y ejecutar ante sí las deudas de regalías de las empresas concesionarias.

En los años posteriores a la reforma constitucional, amparado en el art. 97 de la Ley de Hidrocarburos, el Estado Nacional siguió regulando cuestiones atinentes a la liquidación y al cálculo de las regalías.<sup>29</sup>

---

<sup>25</sup> Estela B. Sacristán, Los Recursos naturales en la Constitución Nacional argentina: La cuestión del dominio originario, *Revista de Derecho Administrativo Económico*, N° 30, págs. 111-139 (julio-diciembre 2019).

<sup>26</sup> Francisco A. Macías y Lorena M. Schiariti, Un nuevo Capítulo en las Oscilaciones del Federalismo en Materia de Hidrocarburos, *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*, N° 3, págs. 15-43 (noviembre-diciembre 2014/ enero 2015).

<sup>27</sup> Arts 75 inc. 12, 18, 19 y 32 CN.

<sup>28</sup> Cernello Maximiliano, “Competencia regulatoria y jurisdiccional en materia de regalías hidrocarburíferas, *El Dial*, (2007).

<sup>29</sup> Ver por ejemplo art 1 del Decreto 820/1998 (“Instrúyese a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS para que en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 dicte la reglamentación técnica para la aplicación del Artículo 58 de la misma Ley, con relación a las concesiones de explotación y exploración complementaria de hidrocarburos que recaen sobre los siguientes grupos de Áreas: a) AREAS SECUNDARIAS, entendiéndose por tales las comprendidas en concesiones de explotación,

En 1994, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto 1955/1994 que instituyó el concepto de “Áreas en Transferencia”, que eran las áreas revertidas antes de la publicación de la provincialización de los hidrocarburos (art. 22 Ley 24.145) y las áreas no incluidas en los anexos de esa ley. En el art. 4 se previó que cuando el Poder Ejecutivo Nacional otorgará permisos de exploración, quedaría establecido que, al publicarse la ley de provincialización, iba a operar la transferencia de dominio de esas áreas a las respectivas provincias. Además, disponía la participación de la provincia con el Estado Nacional en el proceso licitatorio y de selección.<sup>30</sup> En suma, fue uno de los primeros reconocimientos del Poder Ejecutivo Nacional hacia a las provincias.

Recién nueve años después de la reforma constitucional, a través del Decreto 546/2003, el Poder Ejecutivo Nacional reconoció que las provincias eran las titulares del dominio original de sus recursos naturales pero que carecían de los instrumentos legales que les permitieran ejercer en forma apropiada y efectivas los derechos de ese dominio.<sup>31</sup> En consecuencia, en el art 1º se reconoció:

Reconócese a los Estados Provinciales, a través de sus organismos concedentes o de aplicación, el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones sobre aquellas áreas que reviertan a las Provincias, denominadas "en transferencia" por el Decreto N° 1955 de fecha 4 de noviembre de 1994 y sobre aquellas áreas que se definan en sus planes de exploración y/o explotación por la propia Autoridad Provincial competente, dando acabado cumplimiento a los requisitos y condiciones que determina la Ley N° 17.319 y sus normas reglamentarias y complementarias, y en general ejercer, dentro de sus jurisdicciones, todas las competencias que el Artículo 98 de la Ley N° 17.319 otorga al

---

exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos otorgadas mediante Concurso Público Internacional como consecuencia de lo dispuesto en los Decretos N° 1055 de fecha 10 de octubre de 1989, N° 1212 de fecha 8 de noviembre de 1989, y N° 1589 de fecha 27 de diciembre de 1989; b) AREAS RECONVERTIDAS, entendiéndose por tales las comprendidas en concesiones de explotación otorgadas como consecuencia de lo dispuesto por los Decretos N° 1055 de fecha 10 de octubre de 1989, N° 1212 de fecha 8 de noviembre de 1989, N° 1589 de fecha 27 de diciembre de 1989 y N° 2411 de fecha 12 de noviembre de 1991; y c) AREAS DE YPF SOCIEDAD ANONIMA, entendiéndose por tales las comprendidas en concesiones de explotación otorgadas como consecuencia de lo dispuesto en el Artículo 4º de la Ley N° 24.145”).

<sup>30</sup> Art. 4 Decreto 1955/1994.

<sup>31</sup> Ver considerando 7º del Decreto 546/2003 (“Que debe resolverse la situación jurídicamente ambigua producida por el hecho de que las Provincias, titulares del dominio por mandato constitucional, carezcan de los instrumentos legales que les permitan ejercer en forma apropiada y efectiva los derechos derivados de dicho dominio, tales como, por ejemplo, el derecho a licitar y a otorgar permisos y concesiones.”)

## PODER EJECUTIVO NACIONAL.<sup>32</sup>

Luego el art. 5 estableció que “todas las potestades otorgadas a la Autoridad de Aplicación por la legislación nacional vigente en lo concerniente a los contratos, permisos y concesiones adjudicados por los Estados Provinciales serán asumidas por los organismos competentes de las respectivas jurisdicciones provinciales.”<sup>33</sup>

A pesar de que el Decreto 546/2003 estaba destinado a regular solo sobre las áreas que ya se habían revertido a las provincias (denominadas “en transferencia”) y sobre las áreas que las provincias concedieran en el futuro,<sup>34</sup> significó el primer reconocimiento del Poder Ejecutivo Nacional y un gran avance hacia la provincialización definitiva los hidrocarburos.

En 2004, ante los reiterados y justificados reclamos de las provincias productoras de hidrocarburos, el Poder Ejecutivo Nacional convocó a conformar un grupo de trabajo entre la OFEPHI y la Secretaría de la Nación con el objeto de analizar la normativa vigente y actualizar, mejorar el sistema de información para el pago y posterior liquidación de regalías.

En ese contexto, la Secretaría emitió la Resolución SE 435/2004 que modificó el procedimiento liquidatorio de regalías. En el art. 1º se especifica:

*Los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación responsables del pago de regalías informarán a la Provincia Productora respectiva y a esta SECRETARIA DE ENERGIA, con carácter de Declaración Jurada, los volúmenes efectivamente producidos y la calidad (API y contaminantes), la producción computable de hidrocarburos líquidos, discriminando entre petróleo crudo, condensado y el total de la gasolina extraída del gas natural sin flexibilizar dentro de la respectiva jurisdicción, medidos por un sistema confiable cuyo error no sea mayor a CERO COMA UNO POR CIENTO (0,1%), en el punto de transferencia del permiso de exploración o concesión de explotación a la concesión de transporte, destilería o al sistema de transporte terrestre, especificando el tipo de petróleo crudo (Cañadón Seco, Escalante, Maria Inés, Medanito, Santa Cruz, Hydra, Tierra del Fuego, Mendoza, Formosa, etc.) hayan o no sido transferidos por venta, con o sin precio fijado, ya sea que*

---

<sup>32</sup> Art. 1 del Decreto 546/2003.

<sup>33</sup> Art. 5 del Decreto 546/2003.

<sup>34</sup> En cambio, los permisos de exploración y concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos otorgados por el Poder Ejecutivo Nacional sobre áreas o yacimientos localizados en las Provincias, continuaron bajo jurisdicción nacional hasta el dictado de la ley 26.197.

cuenten con acuerdos de intercambio de hidrocarburos líquidos o que estén destinados a ulteriores procesos de industrialización.<sup>35</sup>

El hecho de que las empresas también debían presentar e informar a las provincias productoras (y no solo a la Secretaria de Energía de la Nación) significó otro gran avance al adecuar el procedimiento de liquidación de regalías conforme con el texto del art. 124 de la CN.<sup>36</sup>

En el art. 3 se estableció que cuando las empresas concesionarias destinen la producción de petróleo crudo, en forma total o parcial, a posteriores procesos de industrialización, *se deberá acordar con la Provincia y la Secretaria de Energía, según corresponda, el precio de referencia para el cálculo y liquidación de regalías.*<sup>37</sup>

En el art. 6 se especifica que “para el cálculo de la liquidación definitiva de las regalías se considerarán, por tipo de petróleo crudo, como los volúmenes de la producción computable del mes considerado y como Valor Boca de Pozo los valores definitivos resultantes de la aplicación del artículo 4° de esta norma, o los que, la Provincia o la Secretaria de Energía según corresponda, fijen en su lugar, como consecuencia de lo especificado en los artículos 3°, 4° y 11 de la presente resolución.”<sup>38</sup>

Los arts. 3 y 6 referidos a la fijación del precio de referencia para el cálculo de regalías representaron un hito ya que significaron el traspaso de una facultad que hasta el 2004 monopolizó el Poder Ejecutivo Nacional y que actualmente esta a cargo de las provincias productoras.

Cuando el transporte de hidrocarburos líquidos no se realizaba por ducto y por lo tanto era necesario calcular el valor del flete, la Resolución también facultó a la provincia productora a determinar y evaluar el valor del transporte a descontar para el cálculo de la regalía.<sup>39</sup>

---

<sup>35</sup> Art. 1 de la Resolución SE 435/2004 (énfasis agregado).

<sup>36</sup> Ver art. 2 de la Res SE N°435/2004 (“La Declaración Jurada a que hace referencia el artículo anterior se elaborará mensualmente y deberá presentarse simultáneamente a la Provincia respectiva y ante esta SECRETARIA DE ENERGIA, dentro de los primeros DIEZ (10) días hábiles del mes inmediato posterior al que se informa, conforme los términos de la planilla que como Anexo I forma parte de la presente resolución...”).

<sup>37</sup> Ver art. 3 de la Res SE 435/2004 (énfasis agregado).

<sup>38</sup> Ver art. 6, segundo párrafo, de la Res SE 435/2004.

<sup>39</sup> Ver art. 8, segundo párrafo, de la Res SE 435/2004.

Finalmente, el art. 9 establece el mecanismo que se deberá seguir en caso de que el precio de venta informado por la empresa concesionaria para el cálculo de las regalías no refleje el precio de mercado. En ese supuesto, como no se podía de otra manera, también se faculta a la Provincia Productora a formular la observación correspondiente adjuntando los fundamentos de la misma. Luego, en un plazo no menor a los diez (10) días desde la fecha de notificación, la empresa debía presentar sus declaraciones y las pruebas que avalen el precio declarado. En caso de silencio de las empresas, la provincia productora podía fijar el valor de boca de pozo que considerada razonable para la liquidación de la regalía.<sup>40</sup>

Es decir, el art. 9 de la Res SE 435/2004 facultó a las Autoridades de Aplicación de las Provincias Productoras a cuestionar los precios de ventas informados y declarados por las empresas productoras y a resolver los conflictos que pueden surgir ante sus autoridades administrativas y/o judiciales de acuerdo con los procedimientos administrativos provinciales.

En síntesis, la Res SE 435/2004 modificó sustancialmente el procedimiento de solución de conflictos sobre el valor del precio de venta declarado por las empresas. Ya no era más la Secretaría de Energía de la Nación quien debía evaluar y juzgar el valor declarado por las empresas, sino que eran las Autoridades de Aplicación de las respectivas Provincias Productoras. No podía ser de otra manera atento el texto del art. 124 de nuestra Carta Magna que establece el dominio original de las provincias de sus recursos naturales.

#### **e. Ley 26.197**

En 2007, con la sanción de la Ley 26.197, conocida como la “Ley Corta,” se modificó el art. 1 de la Ley 17.319 quedaron redacto de esta manera:

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 o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.*<sup>41</sup>

Asimismo, finalmente se reconocieron y materializaron las potestades de las provincias como titulares del dominio originario de los recursos hidrocarburíferos. En tal sentido, el art. 2 especificó que:

A partir de la promulgación de la presente ley, las provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la

---

<sup>40</sup> Ver art. 9 de la Res SE 435/2004.

<sup>41</sup> Art. 1, primer párrafo, de la Ley 17.319 (énfasis agregado).

administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares.

Las regalías hidrocarburíferas correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en vigor al momento de entrada en vigencia de la presente ley, se calcularán conforme lo disponen los respectivos títulos (permisos, concesiones o derechos) y se abonarán a las jurisdicciones a las que pertenezcan los yacimientos.

El ejercicio de las facultades como Autoridad Concedente, por parte del Estado nacional y de los Estados provinciales, se desarrollará con arreglo a lo previsto por la Ley N° 17.319 y su reglamentación y de conformidad a lo previsto en el Acuerdo Federal de los Hidrocarburos.

El diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo nacional.<sup>42</sup>

Es decir, la Autoridad de Aplicación de la Ley 17.319 ya no será exclusivamente la Secretaría de Energía de la Nación sino también los organismos que cada provincia designe de conformidad con el art. 4 de la Ley 26.197.<sup>43</sup>

Por otro lado, las provincias asumieron el rol de contraparte de los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos. El art. 6 estableció que a partir de la promulgación de la Ley 26.197 las provincias estaban facultadas, entre otras materias, para:

- i) ejercer en forma plena e independiente las actividades de control y fiscalización de los referidos permisos y concesiones, y de cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o

---

<sup>42</sup> Art. 2 Ley 26.197.

<sup>43</sup> Art. 4 Ley 26.197 (“El Estado nacional, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las provincias, en su carácter de Autoridades Concedentes, determinarán, mediante los instrumentos que resulten necesarios y suficientes en cada jurisdicción, sus respectivas Autoridades de Aplicación, a las que se asignará la totalidad de lo recaudado en concepto de cánones de exploración y explotación, aranceles, multas y tasas”).

aprobado por el Estado nacional;

- ii) exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que fueran de aplicación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, y pago de cánones y regalías;
- iii) disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales; y
- iv) aplicar el régimen sancionatorio previsto en la Ley N° 17.319 y su reglamentación (sanciones de multa, suspensión en los registros, caducidad y cualquier otra sanción prevista en los pliegos de bases y condiciones o en los contratos).<sup>44</sup>

Es síntesis, la Ley 26.197 significó un hito en la historia de los hidrocarburos en la Argentina al declarar la transferencia a las provincias de todos los permisos de exploración y las concesiones de explotación y/o cualquier contrato de exploración o explotación otorgado o aprobado por el Estado Nacional. En consecuencia, las provincias adquirieron todas las potestades y deberes como Autoridad de Aplicación de la Ley 17.319.

#### **f. Ley 27.007**

En 2014, se sancionó La Ley 27.007 que constituye la modificación mas integral de la Ley de Hidrocarburos desde su sanción en 1967. En efecto, se modificaron y/o incorporado 19 artículos y se derogó un artículo.<sup>45</sup>

Respecto al tema de regalías, las modificaciones más importantes fueron las siguientes: i) creó la Sección 7° “Canon y Regalías; ii) las regalías son el único mecanismo para el concedente para participar sobre la producción de hidrocarburos”; ii) confirmó la alícuota del 12% para la regalía aplicable al petróleo crudo y al gas natural; iii) limitó el aumento de la alícuota al 18% en los casos de prórrogas o de explotación convencional en el marco de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos; iv) eliminó la posibilidad del oferente de ofrecer el pago de una regalía adicional en una licitación de permisos y/o concesiones; y v) aclaró que la base imponible de las regalías se basa en el precio

---

<sup>44</sup> Art. 6 Ley 26.197

<sup>45</sup> Se modificaron los artículos 23, 25, 26, 27, 29, 34, 35, 41, 45, 47, 48, 57, 58, 59 y 61; se incorporaron los arts. 27 bis, 27 ter, 58 bis y 91 bis; y se derogó el art. 62.

declarado por la empresa productora y no por el valor fijado por la autoridad concedente.

Ley 17319 (texto original)	Ley 17319 (modificación Ley 27.007)
<p><b>Art. 59.-</b> 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.</p>	<p><b>Art. 59.-</b> El concesionario de explotación pagará mensualmente al Concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12%). Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, pagará mensualmente la producción de gas natural, en concepto de regalía. 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.</p> <p>En ambos casos el <i>Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda como autoridades concedentes</i>, podrá reducir la misma hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Asimismo, en caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta tres por ciento (3%) respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de dieciocho por ciento (18%) de regalía para las siguientes prórrogas.</p> <p>En los casos de las concesiones de explotación referidas en el último párrafo del artículo 35, corresponderá el pago de una regalía total que no podrá superar el dieciocho por ciento (18%).</p> <p>Por la realización de las actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a las que se hace referencia en el artículo 27 bis de la presente ley, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, la Autoridad de Aplicación podrá fijar asimismo una regalía adicional de hasta tres por ciento (3%) respecto de la regalía vigente hasta un máximo de dieciocho por ciento (18%) según corresponda</p>

conforme al mecanismo establecido en el artículo 35. Las alícuotas de regalías previstas en el presente artículo serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de Concedentes.

**Art. 61.-** El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que se determinará mensualmente por la autoridad de aplicación restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56°, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Si la autoridad no lo fijara, regirá el último establecido.

**Art. 27.-** La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo que fija el artículo 35.

**Art. 61.-** El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que será declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Cuando la Autoridad de Aplicación considere que el precio de venta informado por el permisionario y/o concesionario no refleja el precio real de mercado, deberá formular las objeciones que considere pertinente.

**Art. 27 ter.-** Aquellos proyectos de Producción Terciaria, Petróleos Extra Pesados y Costa Afuera que por su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables, y que sean aprobados por la Autoridad de Aplicación y por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, *podrán ser pasibles de una reducción de regalías de hasta el cincuenta por ciento (50%) por parte de la Autoridad de Aplicación provincial o nacional, según corresponda.* Se consideran Proyectos de Producción Terciaria aquellos proyectos de producción en que se apliquen técnicas de recuperación mejorada del petróleo (Enhanced Oil Recovery —EOR— o Improved Oil Recovery —IOR—). Se consideran proyectos de Petróleo Extra Pesado aquellos que requieran tratamiento especial (calidad de crudo inferior a 16 grados API y con viscosidad a temperatura de reservorio superior a los 1000 centipois).

De conformidad con el art. 124 CN las provincias productoras son las propietarias de sus recursos hidrocarburíferos por lo tanto es válido sostener que ellas podrían fijar la contraprestación que cobrarán por la explotación de sus recursos. En efecto, la Ley de Hidrocarburos no niega esa posibilidad ya que permite la libre fijación de las regalías, aunque con un tope máximo del 12% en el caso del concesionario de explotación y del 15% para el permisionario de exploración.<sup>46</sup>

Además, por un lado, el Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, pueden reducir la alícuota hasta el 5% “teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de pozos.”<sup>47</sup> Y por otro, la respectiva autoridad de aplicación puede reducir la alícuota hasta un 50% respecto de proyectos de “producción terciaria”, “petróleos extrapesados” y “Costa Afuera”.<sup>48</sup>

En las prórrogas de las concesiones, la autoridad concedente podrá aumentar un 3% la alícuota en la primera prórroga otorgada (quedando la alícuota en un 15%), y otro 3%, en la segunda prórroga otorgada (quedando la alícuota en un 18%). Es decir, el pago de una regalía total no podrá superar el 18% del valor en boca de pozo de la producción computable.

## **2. Reservas de áreas a las empresas estatales bajo distintas modalidades**

La Ley 17.319 adoptó el régimen de otorgamiento permisos de exploración y concesiones de explotación a favor de empresas privadas.<sup>49</sup> Sin embargo, también mantuvo la participación del Estado a través de sus empresas estatales tanto nacionales como provinciales.

De esta manera, siempre se reconoció al estado nacional y a los estados provinciales la posibilidad de que se puedan reservar áreas para sus respectivas empresas estatales para que exploren y exploten hidrocarburos bajo las modalidades contractuales que consideren apropiadas. En ese sentido, el art 11 de la Ley 17.319 que no fue modificado por la Ley 27.007, dispone que:

Las empresas estatales constituirán elementos fundamentales en el logro de los objetivos fijados en el artículo 3º y desarrollarán

---

<sup>46</sup> Ver arts. 21, 59 y 62 Ley 17.319.

<sup>47</sup> Art. 59 Ley 17.319.

<sup>48</sup> Art. 27 Ley 17.319.

<sup>49</sup> Arts. 16 a 38 de la Ley 17.319.

sus actividades de exploración y explotación en las zonas que el Estado reserve en su favor, las que inicialmente quedan definidas en el Anexo Único que integra esta ley. En el futuro el Poder Ejecutivo, en relación con los planes de acción, podrá asignar nuevas áreas a esas empresas, las que podrán ejercer sus actividades directamente o mediante contratos de locación de obra y de servicios, integración o formación de sociedades y demás modalidades de vinculación con personas físicas o jurídicas que autoricen sus respectivos estatutos.<sup>50</sup>

Por otro lado, desde su sanción la Ley 17.319 estableció expresamente que los tributos, el canon y las regalías no eran aplicables a los contratos suscriptos por las empresas estatales. En efecto, el segundo párrafo del art. 95 de la Ley 17.319, que tampoco fue modificado por la Ley 27.007, señala que:

El régimen fiscal establecido en el Título II, Sección 6a, de la presente ley, no será aplicable a quienes suscriban con las empresas estatales contratos de locación de obras y servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, o con igual fin se asocien con ellas sin constituir personas jurídicas distintas de las de sus integrantes, los que quedarán sujetos, en cambio, a la legislación fiscal general que les fuere aplicable.<sup>51</sup>

En dicho marco, tanto el Estado Nacional como las provincias han reservado áreas en sus respectivos territorios para sus empresas estatales y a lo largo de los años han impulsado diferentes regímenes, tipos de contratos y distintos montos de regalías con empresas privadas para desarrollar hidrocarburos en las respectivas áreas reservadas.

En el plano del Estado Nacional podemos mencionar los contratos suscriptos bajo la Ley 21.778 en 1978 y el Plan Houston en 1985.

Respecto al primero, se trataron de “contratos de riesgo” donde se facultó a YPF a convocar a licitaciones y celebrar contratos destinados a la exploración y explotación de hidrocarburos. Las empresas contratistas debían asumir todos los riesgos inherentes a la exploración y explotación, y se comprometían a aportar a su exclusivo cargo la tecnología, capitales, equipos, maquinarias y demás inversiones

---

<sup>50</sup> Art. 11 de la Ley 17.319.

<sup>51</sup> Art. 95, 2 párrafo de la Ley 17.319. Es importante aclarar que en la redacción original de la Ley 17.319, el Título II, Sección 6ª, incluía a los tributos, canon y regalías.

que fueren necesarias para el desarrollo de las operaciones correspondientes al área objeto del contrato.

Las empresas no adquirirían derecho minero alguno sobre los yacimientos descubiertos, ni el dominio de los hidrocarburos extraídos. La remuneración consistía en un pago en dinero efectivo. De acuerdo con el art. 26 de la Ley 21.778, la Ley 17.319 era solo de aplicación supletoria.

Con relación al Plan Houston, a través del Decreto Nacional 1443/85, el gobierno nacional lanzó dicho Plan para promover la inversión privada en exploración, pero siempre dentro del control de YPF. El Plan Houston consistió en la celebración de contratos con YPF, por el cual el sector privado adquiriría el derecho a explorar a su solo riesgo unos 165 bloques en todo el país, pudiendo asociarse con la petrolera estatal en caso de tener éxito. Luego de cinco rondas licitatorias, entre 1985 y 1989 fueron adjudicados 73 bloques.

Otro ejemplo de reserva de áreas hacia empresas estatales fue la Ley 25.943 en 2004, de creación de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA). Por un lado, en el art. 1 se definió el objeto social de ENARSA, es decir, llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos. Por otro, el art. 2 le otorgó la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que en ese momento no tuviesen permisos o concesiones vigentes. Cabe destacar que el año 2014, a través de la Ley 27.007, quedaron revertidos y transferidos todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costa afuera nacionales a la Secretaría de Energía de la Nación, respecto de los cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA.

En el plano provincial, muchas provincias que han reservado áreas para sus empresas estatales y han permitido a sus empresas provinciales la elección de la modalidad contractual más conveniente.

Por ejemplo, en Neuquén, con la sanción de su Ley de Hidrocarburos en 2004 se dispuso, por un lado, la posibilidad de reservar áreas para su empresa provincial.<sup>52</sup> Por otro, se facultó a GyP a convenir con otras empresas (públicas o privadas) “las vinculaciones más apropiadas para el eficiente desenvolvimiento de

---

<sup>52</sup> Art. 11. Ley 2453 Ley de Hidrocarburos de Neuquén (“Las empresas estatales contribuirán al logro de los objetivos de esta ley y podrán desarrollar actividades de exploración y explotación en las zonas que el Estado provincial reserve en su favor, directamente o mediante contratos de locación de obra y de servicios, integración o formación de sociedades y demás modalidades de vinculación con personas físicas o jurídicas que autoricen sus respectivos estatutos.”)

sus actividades.”<sup>53</sup> De hecho, en la actualidad GYP cuenta con un total de ciento siete (107) áreas hidrocarburíferas reservadas para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Mendoza, al momento de la sanción de su Ley de Hidrocarburos no contaba con una empresa estatal, pero ello no fue un impedimento para que se facultara al Poder Ejecutivo Provincial, con el objetivo de captar y mejorar la renta petrolera, transferir a favor de la empresa la jurisdicción sobre las áreas petroleras. Además, se le permitió a la empresa estatal suscribir diferentes modalidades contractuales (contratos de locación, de obras, de servicios y/o unión transitoria de empresas).<sup>54</sup>

En 2014 el Poder Ejecutivo de Rio Negro también reservó en favor de EDHIPSA áreas hidrocarburíferas y la facultó para que realice las actividades de exploración, desarrollo y explotación de hidrocarburos en asociación con terceros conformando actualmente varias UTE´s con empresas privadas.<sup>55</sup>

En el caso particular de la Provincia de La Pampa, en el año 2005 La Ley Provincial 2203, llamó a Licitación Pública para otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en las áreas Salinas Grandes, Gobernador Ayala, Puelén, Bañados del Atuel, Sierras del Nevado, Medanito Sur, Curacó y Macachin.<sup>56</sup> Se trataron de áreas transferidas de la Nación a las provincias en el marco del Decreto Nacional 546/03.<sup>57</sup>

Al año siguiente, la Ley Provincial 2225 dispuso que se le otorgue a Pampetrol los permisos de exploración y concesiones de explotación en relación con las áreas consideradas estratégicas para el desarrollo de la política hidrocarburífera provincial.<sup>58</sup>

---

<sup>53</sup> Art. 118. Ley 2453 Ley de Hidrocarburos de Neuquén

<sup>54</sup> Art. 4 Ley de Hidrocarburos de Mendoza.

<sup>55</sup> Ver arts. 1 y 2 Decreto Provincial 333.

<sup>56</sup> Ver art. 1 Ley Provincial 2203.

<sup>57</sup> Ver art. 1 del Decreto PEN 546/03 (“Reconócese a los Estados Provinciales, a través de sus organismos concedentes o de aplicación, el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones sobre aquellas áreas que reviertan a las Provincias, denominadas "en transferencia" por el Decreto N° 1955 de fecha 4 de noviembre de 1994 y sobre aquellas áreas que se definan en sus planes de exploración y/o explotación por la propia Autoridad Provincial competente, dando acabado cumplimiento a los requisitos y condiciones que determina la Ley N° 17.319 y sus normas reglamentarias y complementarias, y en general ejercer, dentro de sus jurisdicciones, todas las competencias que el Artículo 98 de la Ley N° 17.319 otorga al PODER EJECUTIVO NACIONAL”).

<sup>58</sup> Art. 7 Ley Provincial 2225.

En dicho marco, las Leyes Provinciales 2318 y 2888 declararon de “interés estratégico para el desarrollo de la Política Hidrocarburífera Provincial” diferentes áreas de hidrocarburos y otorgaron a Pampetrol los permisos y las concesiones de explotación, almacenaje y transporte sobre las mismas áreas.<sup>59</sup>

Es decir, en el caso de la Provincia de La Pampa, se pueden distinguir tres regímenes distintos: i) CNQ7A una área de origen nacional, concesionada en el año 2001 bajo la Ley de 17.319 por un plazo de 25 años y que desde la sanción de la Ley 26.197 fue transferida a la Provincia de La Pampa; ii) las áreas que la Provincia de La Pampa decidió convocar a una Licitación Pública y luego se suscribió un Contrato para la “Exploración, Explotación, Desarrollo, Transporte y Comercialización de Hidrocarburos”. Por ejemplo, Gobernador Ayala “III”. En dicho Contrato, se establecen expresamente los derechos y las obligaciones de las partes, las causales de rescisión y reversión, el canon, las servidumbres, la disponibilidad de los hidrocarburos, el régimen tributario, las cesiones, mora e incumplimiento, etc. Respecto a dicha área, se acordó entre La Provincia y el Contratista el pago una regalía del dieciocho por ciento (18%) a favor de la Provincia más la regalía adicional ofrecida por el concesionario en la Licitación (en este caso resultó del diez por ciento);<sup>60</sup> y iii) las áreas consideradas de “interés estratégico” en donde se decidió por otorgar el área respectiva a la empresa estatal suscribiéndose un “Contrato de Concesión de Explotación, Desarrollo, Transporte y Comercialización” entre la Provincia de La Pampa (como Comitente) y Pampetrol (como Contratista) con un plazo de vigencia de veinticinco (25) años. Por ejemplo, en Medanito Sur y en 25 de mayo – Medanito Sudeste, etc. En dichos contratos, se estableció la posibilidad de que Pampetrol se asocie con terceras empresas para el desarrollo de la explotación de hidrocarburos, pero siempre con la obligación de que la empresa estatal participe en un veinte por ciento (20%) en la distribución de resultado de la UTE. Además, se estableció que en el caso de que Pampetrol se asocie con otras empresas abonaría mensualmente a La Pampa en concepto de regalía, entre un veinte por ciento (20%) y un treinta y cinco por ciento (35%) de la producción computable.

En síntesis, las concesiones tienen diferente origen y vínculo jurídico. Por un lado, hay un contrato de concesión regido por la Ley 17.319. Por otro, hay Contratos suscriptos entre la Provincia de La Pampa con empresas privadas donde se establecieron todas las obligaciones y derechos de las partes, regido principalmente por el Derecho Público Provincial.

---

<sup>59</sup> Arts. 1 y 2 de la Ley Provincial 2318 y arts. 1 y 2 de la Ley Provincial 2888.

<sup>60</sup> Art. 7.1 del Contrato de Concesión del área Gobernador Ayala III.

Finalmente, están las concesiones a favor de Pampetrol de las áreas con “interés estratégico”, donde en forma posterior la empresa estatal suscribe acuerdos o contratos con empresas privadas. En dichos contratos se establecerán los derechos y las obligaciones de las partes. Primero, se firma un Contrato de Cesión de Posición Contractual mediante el cual Pampetrol cede el ochenta por ciento (80%) del Contrato de Concesión otorgado oportunamente por La Pampa. Segundo, la empresa privada y Pampetrol suscriben un Contrato de Unión Transitoria de Empresas con el objeto de asociarse para la explotación de la concesión de hidrocarburos.

### **3. Participación de las empresas provinciales**

Agrupadas en la OFEPHI, Neuquén, Santa Cruz, Chubut, Mendoza, Río Negro, Salta, Formosa, Jujuy, La Pampa y Tierra del Fuego son las provincias argentinas productoras de hidrocarburos. Como propietarias de los recursos naturales que están en sus respectivos territorios, han sancionado numerosas leyes, decretos y resoluciones para regular, administrar y desarrollar la actividad hidrocarburífera.

Neuquén, Mendoza, Chubut y La Pampa tienen sus propias Leyes de Hidrocarburos. Además, nueve de las diez provincias productoras tienen sus propias empresas provinciales de hidrocarburos y/o energéticas. En efecto, la única que actualmente no tiene empresa provincial es Tierra del Fuego. Sin embargo, hay un proyecto de ley presentado recientemente en la legislatura provincial para aprobar la creación de la empresa “Terra Ignis”, que será una sociedad anónima con la mayoría del capital accionario de la provincia.

Contar con una empresa provincial les permite a las provincias productoras, asociarse con empresas privadas para desarrollar distintos proyectos hidrocarburíferos, incrementar la participación del estado provincial en la renta de los hidrocarburos y, en consecuencia, desarrollar las económicas locales. En esta sección analizaremos la situación actual de las distintas empresas provinciales de hidrocarburos con su correspondiente normativa y participación en áreas hidrocarburíferas.

#### **a. Neuquén**

El 10 de marzo de 2004, la Provincia de Neuquén, que es la que comprende la mayor extensión territorial de la “Cuenca Neuquina”, sancionó su Ley de Hidrocarburos.<sup>61</sup>

---

<sup>61</sup> Ley Provincial 2453 (Ley de Hidrocarburos de Neuquén).

La Ley de Hidrocarburos de Neuquén dispone expresamente que

Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la Provincia del Neuquén pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible de la misma. Declárense de prioritaria necesidad la promoción, desarrollo y ejecución en el territorio provincial de planes destinados a incrementar racionalmente la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, incluyendo sus derivados, para contribuir al autoabastecimiento interno y asegurar contar con un adecuado margen de reservas, promoviéndose el desarrollo pleno de la industria petroquímica, la obtención de saldos exportables, y la industrialización de los recursos en su lugar de origen.<sup>62</sup>

Respecto a las eventuales zonas reservadas para la exploración y explotación de hidrocarburos por parte de la empresa estatal provincial, la Ley de Hidrocarburos de Neuquén señala que dichas zonas serán descriptas y publicadas en el Boletín Oficial de la Provincia y en los diarios de mayor circulación. Además, solo en forma excepcional (por ejemplo, al haberse declarado desierto un concurso público, o cuando no se hubiesen presentado ofertas a un área, o cuando las ofertas no hubiesen cumplido con los requisitos del Pliego, o por la vinculación de proyectos industriales, etc.) la empresa estatal provincial estará facultada para contratar en forma directa el acceso a una concesión o permiso.<sup>63</sup>

Asimismo, establece que las empresas estatales abonarán al Estado provincial, en efectivo, el doce por ciento (12%) del producido en boca de pozo de los hidrocarburos que extraigan de los yacimientos ubicados en las áreas reservadas a dichas empresas.<sup>64</sup>

Por dicha norma, se faculta a las empresas estatales para convenir con personas jurídicas de derecho público o privado *las vinculaciones contractuales más adecuadas* para el eficiente desenvolvimiento de sus actividades, incluyendo la integración de sociedades. De esta manera, las empresas que tengan intenciones de asociarse deberán concursar y ofrecer en el concurso un pago al contado pagadero a la empresa estatal, en concepto de derecho de asociación. En el correspondiente Pliego respectivo, deberá especificarse el porcentaje de participación en la asociación y la responsabilidad que le cabrá a cada parte respecto a la operación de cada área o yacimiento. Finalmente, la empresa privada

---

<sup>62</sup> Art. 1 Ley 2453 (Ley de Hidrocarburos de Neuquén).

<sup>63</sup> Art 114 Ley 2453 (Ley de Hidrocarburos de Neuquén).

<sup>64</sup> Ver art. 116 Ley 2453 (Ley de Hidrocarburos de Neuquén).

asociada, recibirá un porcentaje de la producción de hidrocarburos que se obtenga.<sup>65</sup>

El 16 de mayo del 2008, el Poder Ejecutivo Provincial, con los objetivos de: “mejorar el ingreso por regalías gasíferas”,<sup>66</sup> “fomentar las inversiones necesarias, ampliando las reservas e incrementando la producción, priorizando y acompañando el autoabastecimiento nacional”,<sup>67</sup> y “constituir una Empresa provincial como herramienta para el desarrollo de los recursos energéticos”<sup>68</sup> emitió el Decreto 770/08 creando la empresa estatal de Gas y Petróleo del Neuquén.<sup>69</sup>

Posteriormente, a través del Decreto 436/09 y complementarios, el Poder Ejecutivo Provincial reservó para la empresa de Gas y Petróleo del Neuquén ciertas áreas hidrocarburíferas.<sup>70</sup> Asimismo, se encomendó y facultó a dicha sociedad para que proceda, sobre las áreas reservadas a su favor, a la exploración, desarrollo y explotación, por sí y/o con la asistencia o asociación de terceros, como así también, para realizar cuanto acto fuere necesario para la prosecución de tal fin.<sup>71</sup>

Actualmente Gas y Petróleo cuenta con un total de 107 áreas de hidrocarburos para el desarrollo de actividades de exploración y explotación. En la Memoria y Estados Contables del año 2019, la empresa explica como puso a disposición de las empresas nacionales y extranjeras todas las áreas que fueron reservadas a su favor y teniendo a la fecha 37 contratos activos.<sup>72</sup> En particular se señala lo siguiente:

Luego de las cinco Rondas Licitatorias y con el Plan Exploratorio Neuquén (PEN) en curso, GyP posee 37 contratos asociativos respecto de yacimientos tanto convencionales como no

---

<sup>65</sup> Ver art. 118 Ley 2453 (Ley de Hidrocarburos de Neuquén) (énfasis agregado). Se define a la empresa estatal, aquellas con cualquier forma jurídica, que estén totalmente controladas por el Estado provincial. Asimismo, los entes autárquicos, a los efectos de este artículo, se asimilarán a las empresas estatales (art. 119 Ley 2453).

<sup>66</sup> Ver Considerando 10° del Decreto 770/08 del Poder Ejecutivo de Neuquén.

<sup>67</sup> Ver Considerando 14° del Decreto 770/08 del Poder Ejecutivo de Neuquén.

<sup>68</sup> Ver Considerando 15° del Decreto 770/08 del Poder Ejecutivo de Neuquén.

<sup>69</sup> Ver art. 1 del Decreto 770/08 del Poder Ejecutivo de Neuquén.

<sup>70</sup> Ver [https://www2.gypnqn.com.ar/activos\\_participaciones.php?tab=gyp\\_1](https://www2.gypnqn.com.ar/activos_participaciones.php?tab=gyp_1)

<sup>71</sup> Ver art. 8 del Decreto 436/09 del Poder Ejecutivo de Neuquén.

<sup>72</sup> Ver Memoria y Estados Contables de Gas y Petróleo del Neuquén S.A. del 2019. [https://www2.gypnqn.com.ar/estado\\_financiero.php](https://www2.gypnqn.com.ar/estado_financiero.php)

convencionales, resultando 43 áreas en actividad. GyP posee asimismo 64 áreas sin actividad, de las cuales 54 están disponibles para eventuales asociaciones con inversores, 9 están en proceso de resolución de contratos (8 disponibles para GyP y una para la Provincia), y en el marco del PEN 1 área esta adjudicada con contrato celebrado (en gestión su aprobación por parte del Poder Ejecutivo Provincial).<sup>73</sup>

### **b. Santa Cruz**

El 24 de noviembre de 1988, a través de la Ley Provincial 2057 fue creada la empresa Fomicruz Sociedad del Estado con el objeto de llevar adelante la investigación, prospección, exploración, explotación e industrialización de minerales e hidrocarburos.

Por dicha norma expresamente se autorizó a Fomicruz S.E. a realizar por cuenta propia o asociada con terceros la exploración, prospección, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos líquidos, gaseosos y sus derivados, transporte, almacenamiento e industrialización de tales sustancias, la construcción de gasoductos y oleoductos y toda acción relacionada con esas actividades.<sup>74</sup>

En el caso de la contratación de terceros para la exploración de hidrocarburos, el art. 3 de La Ley 2057 establece la posibilidad de que se pueda convenir como forma de pago, el derecho de explotación por tiempo determinado de los yacimientos, cuya rentabilidad económica se establezca en la exploración. Pero con la condición de que se le asegure a Fomicruz S.E. una participación en no menos de la "regalía neta", que corresponda abonar por la explotación del mineral útil extraído. Además, Fomicruz S.E. será siempre el titular de los yacimientos.<sup>75</sup>

Al igual que el resto de las empresas estatales provinciales, el objetivo principal de Fomicruz S.E. es asociarse con empresas privadas en proyectos mineros y de hidrocarburos para avanzar en el desarrollo y explotación de los

---

<sup>73</sup> Ver Memoria y Estados Contables de Gas y Petróleo del Neuquén S.A. del 2019, pág. 2.

<sup>74</sup> Ver art.1 Ley Provincial 2057. La empresa funciona "bajo la denominación FOMENTO MINERO DE SANTA CRUZ SOCIEDAD DEL ESTADO, o su abreviatura FOMI CRUZ S.E., y podrá acogerse a los regímenes de Promoción Industrial y Promoción Minera, tanto nacionales como provinciales, tanto en sus explotaciones directas cuanto en las que realizare por terceros o asociadas a terceros.- Los miembros del Directorio de FOMICRUZ S.E. deberán reunir los requisitos previstos en el artículo 85° de la Constitución de la Provincia; serán designados con acuerdo del Poder Legislativo y por lo menos uno de ellos deberá contar con título habilitante en minería." (art. 4 Ley Provincial 2507).

<sup>75</sup> Ver art. 2 Ley Provincial 2057.

mismos por lo tanto maximizar la participación de la Provincia de Santa Cruz en la renta económica de sus recursos naturales y al mismo tiempo la inserción social en las diferentes comunidades cercanas a los proyectos.

Fomicruz S.E. tiene participación en alrededor de 10 áreas hidrocarburíferas, mediante asociaciones tipo UTE, que son operadas por distintas empresas privadas, quienes realizan los planes de inversión de acuerdo a las obligaciones contractuales, incluyendo la exploración y la explotación del petróleo y el gas.<sup>76</sup>

### **c. Chubut**

El 19 de diciembre de 1990, el Poder Ejecutivo Provincial creó la empresa Petrominera Chubut, Sociedad del Estado.<sup>77</sup>

La Provincia de Chubut también tiene su propia Ley de Hidrocarburos estableciendo que “los yacimientos de hidrocarburos líquidos, gaseosos y sólidos situados en el territorio provincial pertenecen al dominio originario, exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado Provincial.”<sup>78</sup>

Por dicha norma se autoriza a los titulares de los permisos de exploración o concesiones de explotación de hidrocarburos a efectuar las actividades correspondientes por sí o terceros mediante de contratos de locación de obras y/o servicios y/o unión transitoria de empresas. Pero será el titular del derecho quien responderá ante la Autoridad de Aplicación o ante Petrominera Chubut S.E., por sus obligaciones contractuales.<sup>79</sup>

Además, el Poder Ejecutivo Provincial podrá a través de Petrominera Chubut S.E., seleccionar un operador para realizar la exploración y/o explotación de

---

<sup>76</sup> UTE Lago Argentino (asociado a Tecpetrol y Petro AP con una participación del 9% en las áreas La Mariposa y Lomita de la Costa; UTE Lago Buenos Aires (asociado a Misahar en el área Mata Magallanes Este con una participación del 4%); UTE Lago Viedma (asociado a Copesa en las áreas Pampa Verdun y Sierra del Carril con una participación del 10%); UTE Lago del Desierto (asociado a Ingeniería Alpa, Conipa y Rio de la Plata en el área El Valle con una participación del 12.65%); UTE Lago Belgrano (asociado a Quintana, Ingeniería Alpa, Conipa y Rio de la Plata en el área Anticlinal Aguada Bandera con una participación del 3.5%); UTE Lago Cardiel (asociado a Roch y Glacco en las áreas La Tehuelche y La Carmen con una participación del 4%); UTE Estancia Glencross (asociado a CGC en el área Estancia Glencross con una participación del 13%); UTE Estancia Chiripa (asociado a CGC en el áreas Estancia Chiripá con una participación del 13%); UTE Centro Golfo San Jorge Marina Santa Cruz (asociado a Pan American Energy en el área Centro Golfo San Jorge Marina con una participación del 10%); UTE Lago Nansen (asociado a Patagonia Energética en el área Punta Loyola con una participación del 8%).

<sup>77</sup> Ver Art. 1 ex Ley Provincial 3422 (actual Ley Provincial I-129).

<sup>78</sup> Ver Art. 1 Ley Provincial XVII – 102 (Ley de Hidrocarburos de Chubut).

<sup>79</sup> Ver Art. 18 Ley Provincial XVII – 102 (Ley de Hidrocarburos de Chubut).

yacimientos de hidrocarburos, mediante la asociación empresarial correspondiente con Petrominera Chubut S.E.<sup>80</sup>

El art. 3 de la Ley Provincial 3422 (actual Ley I-129) dispuso la transferencia a Petrominera Chubut S.E. de las áreas y yacimientos, permisos de exploración y concesiones de explotación y de transporte, transferidos por el PEN a la Provincia del Chubut en virtud de los Decretos Nacionales 1055/1989, Decreto 546/2003 y por la Ley Nacional 26.197.<sup>81</sup>

El Anexo A de la Ley Provincial 3422 dispone expresamente que Petrominera Chubut S.E. “actuará como herramienta estratégica del desarrollo de las políticas minera, hidrocarburífera y energética de la Provincia del Chubut, diseñadas por el Poder Ejecutivo Provincial.”<sup>82</sup>

Además, permite a Petrominera Chubut S.E. a realizar por cuenta propia, asociada a terceros o a través de terceros, entre otras actividades, la exploración, explotación, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos, líquidos, sólidos y gaseosos y sus derivados.<sup>83</sup>

En la actualidad, Petrominera Chubut S.E. participa en quince (15) áreas hidrocarburíferas, cuatro (4) están bajo el régimen de concesión de explotación y una de ellas esta operada por la misma Petrominera siempre bajo un contrato de unión transitoria de empresa,<sup>84</sup> además hay ocho (8) áreas en exploración y cuatro de ellas de titularidad de Petrominera,<sup>85</sup> y finalmente hay tres (3) áreas concesionadas con permisos de exploración.<sup>86</sup>

---

<sup>80</sup> Ver Art. 18 Ley Provincial XVII – 102 (Ley de Hidrocarburos de Chubut).

<sup>81</sup> Ver art. 3 Ley Provincial 3422 (actual Ley I-129).

<sup>82</sup> Art. 1 del Anexo A de la Ley Provincial 3422 (actual Ley I-129).

<sup>83</sup> Art. 5 del Anexo A de la Ley Provincial 3422 (actual Ley I-129).

<sup>84</sup> Área Anticlinal Funes (operada por Pan American Energy); área El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (operada por Tecpetrol); área Pampa del Castillo (operada por Enap-Sipetrol Argentina S.A.); y el área Mata Magallanes Oeste (operada por Petrominera Chubut S.E.).

<sup>85</sup> Área Centro Golfo San Jorge Marina (Off Shore) (operada por Pan American Energy); área Ñirihuau Sur (operada por Andes Energía Argentina-Kilwer); área Río Guenguel Norte (Operada por YPF); área Colhué Huapí (operada por Petroquímica Comodoro Rivadavia); área Revertida Cañadón Ramirez (Titular Petrominera Chubut S.E); área Cañadón Pilar (Titular Petrominera Chubut S.E); área Pico Salamanca (Titular Petrominera Chubut S.E); y área Norte San Jorge Marina - 01 (Off Shore) (Titular Petrominera Chubut S.E).

<sup>86</sup> Área Cerro Negro (operada por Petrolera Cerro Negro); área Pampa María Santísima Este ((OII M&S); y Área Pampa María Santísima Oeste (OII M&S).

#### **d. Mendoza**

En abril de 2006, la Provincia de Mendoza sancionó su Ley de Hidrocarburos. En el art. 1 de la Ley Provincial 7526 señala que:

Los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, como así también toda otra fuente natural de energía sólida, líquida o gaseosa, situada en subsuelo y suelo, pertenecen al patrimonio exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado Provincial. Al Poder Ejecutivo le compete la promoción, desarrollo y ejecución en el territorio provincial de planes destinados a incrementar racionalmente la producción de estos recursos con el objeto de contribuir al autoabastecimiento interno, asegurar un adecuado margen de reservas, la obtención de saldos exportables y la industrialización de los recursos en su lugar de origen, todo en beneficio de las generaciones actuales y futuras.<sup>87</sup>

En el año 2006, Mendoza no contaba con una empresa provincial de hidrocarburos. Sin embargo, el legislador tuvo la intención en ese momento de que el estado provincial pueda captar y mejorar la renta petrolera con la creación en el futuro de una empresa con participación estatal. De esta manera, se lo facultó expresamente al Poder Ejecutivo Provincial de constituir la empresa estatal y conferirle los derechos para ser titular de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación. Además, por dicha norma se señaló que la empresa podía desarrollar sus actividades de exploración directamente o mediante contratos de locación, de obras y de servicios, integración o formación de sociedades y demás modalidades de vinculación con personas físicas o jurídicas que autoricen sus respectivos estatutos.<sup>88</sup>

Seis años después, el 30 de mayo de 2012 fue sancionada la Ley Provincial 8423 constituyendo la Empresa Mendocina de Energía Sociedad Anónima con participación Estatal Mayoritaria. El capital accionario original de EMESA estaba integrado por el noventa por ciento (90%) por el Estado Provincial y diez por ciento (10%) por los Municipios.<sup>89</sup>

EMESA tiene como finalidad la ejecución de la política energética establecida por los órganos competentes del Estado Provincial. Es decir, es una herramienta o instrumento de que tiene la Provincia de Mendoza para promover el

---

<sup>87</sup> Art. 1 Ley Provincial 7526 (Ley de Hidrocarburos de Mendoza).

<sup>88</sup> Art. 4 Ley Provincial 7526 (Ley de Hidrocarburos de Mendoza).

<sup>89</sup> Ver art. 1 y 2 Ley Provincial 8423.

desarrollo del sector energético y, en consecuencia, el sector productivo y las economías regionales. Dentro de sus actividades se destacan i) la exploración y explotación de toda clase de recursos energéticos; ii) la producción, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización e industrialización de todos los productos obtenidos de la explotación de los recursos energéticos; iii) la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica; iv) la generación, transporte, distribución, almacenajes y comercialización de las energías renovables.<sup>90</sup>

En relación con los hidrocarburos, EMESA posee derechos de exploración y explotación sobre diecisiete (17) áreas hidrocarburíferas en Mendoza.<sup>91</sup> Además, EMESA tiene conformadas cuatro (4) Uniones Transitorias de Empresas con participación entre 10 y 12%, con las empresas Medanito S.A., Roch S.A., Pluspetrol S.A. y Geopark Argentina Ltd.<sup>92</sup>

#### **e. Rio Negro**

La Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial S.A. (EDHIPSA) fue fundada hace 25 años. En efecto, en 1995 la Ley Provincial 2883 creó EDHIPSA con el objeto de:

- a) Ampliar las reservas de petróleo y gas y el incremento de la producción; el progresivo procesamiento de la misma dentro del territorio provincial y el acrecentamiento de la renta petrolera provincial.
- b) Realizar por sí o por concesiones o asociaciones con el sector público o privado la exploración, explotación, transporte, industrialización y comercialización de los hidrocarburos o subproductos en cualquiera de los conceptos que la provincia obtenga o reciba.
- c) Determinar las zonas en las que sea de interés promover las

---

<sup>90</sup> Art. 3 Ley Provincial 8423.

<sup>91</sup> A través del decreto del Poder Ejecutivo Provincial 2205/13 y modificatorios (Decreto 1892/14) se transfirieron a EMESA los derechos exploratorios y de eventuales concesiones de explotación de las siguientes áreas: i) CC y B-17-C; ii) La Mora; iii) Pampa del Tigre; iv) Cerro Manzano A; v) Cerro Manzano B; vi) Cerro Manzano C; vii) Cerro Manzano D; viii) Cerro Manzano E; ix) Cerro Manzano F; x) Sierra Azul Sur – Calmuco; xi) Las Leñas; xii) General Alvear; xiii) Bañados del Atuel; xiiii) Sierra del Nevado; xv) Puelén; xvi) Agua Botada y xvii) Lindero de piedra.

<sup>92</sup> En el año 2004 se licitaron 8 áreas de las mencionadas conformando 4 Uniones Transitorias de Empresas (UTE) con compromisos de inversión de USD 50 MM. Ellas son: i) Lindero de Piedra (asociada con Medanito S.A.); ii) Agua Botada (asociada con Roch S.A.); iii) Sierras del Nevado (asociada con Pluspetrol S.A. y Geopark Argentina Ltd.); y iv) Puelén (asociada con Pluspetrol S.A. y Geopark Argentina Ltd.).

actividades regidas por la ley de hidrocarburos.

d) La enumeración que antecede no importa la limitación de otras actividades que tengan relación directa o indirecta con el objeto de la sociedad o que de algún modo contribuyan a su concreción.<sup>93</sup>

El 27 de marzo de 2014, el Poder Ejecutivo Provincial reservó en favor de EDHIPSA las áreas hidrocarburíferas cuya renegociación no sea acordada e instrumentada contractualmente en el marco de la Ley Provincial 4818 y el Decreto Provincial 230/13. También, se facultó EDHIPSA para que realice las actividades de exploración, desarrollo y explotación de las áreas hidrocarburíferas no renegociadas dicho marco normativo por su propia cuenta y/o con la asistencia o asociación de terceros.<sup>94</sup>

El 3 de abril de 2014, el Decreto Provincial 348 otorgó a la Provincia de Río Negro (siempre a través de EDHIPSA) el derecho de igualar la mejor oferta que una empresa permisionaria o concesionarias de un área hidrocarburífera en la Provincia de Río Negro al momento de vender y/o ceder sus derechos sobre el área respectiva. En caso de lograrlo, la Provincia de Río Negro tiene preferencia –a través de EDHIPSA– sobre esos derechos y revertirán el ejercicio de éstos.<sup>95</sup>

Actualmente, EDHIPSA participa en al menos ocho áreas dentro de la Provincia de Río Negro mediante contratos de Unión Transitoria de Empresas.<sup>96</sup>

#### **f. Salta**

En el año 2008, fue creada la empresa estatal provincial Recursos Energéticos y Mineros de Salta S.A. (REMSa. S.A). Se trata de una sociedad

---

<sup>93</sup> Art. 4 Ley Provincial 2883. Asimismo, el art. 5 señala que el capital de EDHIPSA está conformado por: a) los bienes, recursos y derechos resultantes de transferencias, cesiones y convenios que sobre la materia objeto de la sociedad celebre la provincia con la Nación o con las empresas nacionales del sector. Especialmente los provenientes de la celebración del Pacto Federal de Hidrocarburos; b) un aporte eventual de hasta el dos y medio por ciento (2,5%) del importe de las regalías hidrocarburíferas. El Poder Ejecutivo resolverá sobre el porcentaje, la oportunidad y el escalonamiento de su aplicación; y c) los demás que le asigne el Poder Ejecutivo a través de las correspondientes adecuaciones presupuestarias.

<sup>94</sup> Ver arts. 1 y 2 Decreto Provincial 333.

<sup>95</sup> Ver arts. 1 y 2 Decreto Provincial 348.

<sup>96</sup> El Poder Ejecutivo Provincia otorgó las siguientes áreas a EDHIPSA: i) General Roca; ii) Blanco de los Olivos; iii) Cerro Manrique (a través del Decreto Provincial 904/09); iv) Bajo Hondo (mediante el Decreto Provincial 905/09); y v) Catriel Oeste; vi) Catriel Viejo; vii) Loma Guadalosa; viii) Tres Nidos (adjudicadas por decreto 1523/18 a Petrolera Aconcagua Energía en asociación con EDHIPSA que tiene un diez por ciento en los derechos y obligaciones de la UTE).

anónima con participación estatal mayoritaria, que tiene como objeto social la administración de los recursos energéticos y mineros de la Provincia de Salta.<sup>97</sup>

Sus actividades principales son la explotación de minerales e hidrocarburos, subdistribución, comercialización y transporte de gas natural y la generación de energía derivada de fuentes renovable. Actualmente no tiene ninguna participación en áreas hidrocarburíferas. Sin embargo, las actuales autoridades del Poder Ejecutivo Provincial tienen intenciones de que la empresa se haga cargo de los más de ciento ochenta pozos petroleros que se encuentran completamente cerrados.

### **g. Jujuy**

El 15 de julio de 2011, el Poder Ejecutivo Provincial creó la empresa Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado (JEMSE) con el objetivo principal de promover el desarrollo económico de la provincia con alianzas público-privadas.<sup>98</sup>

El 5 de marzo de 2012, el Decreto Provincial 327 dispuso que todas las áreas hidrocarburíferas libres, de dominio provincial, como también las que estén permisionadas y/o concesionadas que hayan revertido o reviertan en el futuro, quedan reservadas a favor de JEMSE.<sup>99</sup> Asimismo, se facultó a JEMSE para que sobre las áreas hidrocarburíferas lleve a cabo por sí, o por intermedio de terceros o asociadas con terceros, las actividades de exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos.<sup>100</sup>

En 2019 de conformidad con el Decreto Provincial 327, JEMSE tomó a su cargo el área CNO3 Caimancito luego de que se dispusiera la caducidad de la concesión a la empresa Petro AP SA – TCL Group.

### **h. Formosa**

En 2005, mediante la Ley Provincial 1469 se creó la empresa Recursos y Energía Formosa Sociedad Anónima (REFSA) que tiene por objeto el estudio, investigación, prospección, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos y minerales (sólidos, líquidos o gaseosos) que descubriese, adquiriese, o aquellos cuya exploración o explotación se realizare.<sup>101</sup>

---

<sup>97</sup> <https://www.remsa.gob.ar/empresa.php>

<sup>98</sup> Art. 1 Decreto Provincial 7626.

<sup>99</sup> Art. 1 Decreto Provincial 327.

<sup>100</sup> Art. 2 Decreto Provincial 327.

<sup>101</sup> Ver art. 1 y 2 Ley Provincial 1469.

El art 6 dispuso que REFSA tendrá la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas hidrocarburíferas del territorio provincial que no se encuentran permisionadas o concesionadas. Además, quedaron transferidos a REFSA los permisos de exploración y concesiones de explotación sobre las áreas dispuestas por el Decreto Nacional 546/2003 y las áreas que se transfieran y/o reviertan a favor de la Provincia en los términos de la Ley Nacional 26.197.<sup>102</sup>

REFSA ha firmado convenios asociativos con empresas productoras privadas, conservando alrededor de un 15% de la UTE's, fin de realizar las actividades de exploración, explotación o producción, comercialización y/o transporte de hidrocarburos de los yacimientos ubicados en el área de Selva María y Yacimiento Norte.

#### **4. Provincia de La Pampa**

En 2006, a través de la Ley Provincial 2225, se creó la Empresa Pampeana de Petróleo, denominada "PAMPETROL S.A.P.E.M." (en adelante Pampetrol),<sup>103</sup> sociedad anónima con participación estatal mayoritaria que tiene como objeto "lograr el mejor aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos pampeanos" e interviene en toda la cadena de producción de los hidrocarburos. Es decir, exploración, producción, comercialización, almacenaje y transporte.<sup>104</sup>

Para que pueda impulsar el desarrollo económico y social de los recursos que administre, el Poder Legislativo Provincial la facultó para suscribir convenios con empresas públicas o privadas, provinciales, nacionales y extranjeras. En dicho marco, puede realizar las siguientes acciones:

- 1) Realizar trabajos de relevamiento de los recursos y estudios necesarios para su mejor utilización, con miras a la obtención de los mayores beneficios sociales y económicos;
- 2) Ejecutar, por sí o en Coordinación con otras personas físicas o jurídicas, u organismos específicos: Programas de exploración, evaluación, explotación, captación, almacenamiento, procesamiento, distribución y comercialización

---

<sup>102</sup> Ver art. 6 Ley Provincial 1469.

<sup>103</sup> La Ley Provincial 2225 fue sancionada el 15 de diciembre de 2005 pero fue publicada en el Boletín Oficial de La Pampa el 6 de enero de 2006. El 1 julio de 2010, el Poder Legislativo Provincial sancionó la Ley 2512 modificando el art. 5 e incorporando el art. 5 bis de la Ley 2225, todos cambios relacionados con: i) la integración del Directorio de la Dirección y Administración de PAMPETROL; ii) la obligatoriedad de elaboración de un informe semestral sobre el estado de gestión, ejecución presupuestaria y proyección de gastos e inversiones; y iii) la designación de Directores y Síndicos.

<sup>104</sup> Art. 2 Ley Provincial 2225.

de los recursos sometidos a su administración;

3) Proyectar, construir y administrar obras, realizar trabajos y prestar servicios en forma directa, o por encomienda de terceros, procurando la mejor administración de los recursos. A tal fin, podrá convenir dichas tareas con organismos públicos y/o privados, con cooperativas o asociaciones de usuarios, o con organismos de investigación;

4) Preparar proyectos de inversión que hagan al aprovechamiento de recursos del área; realizar y financiar estudios de factibilidad; fomentar o participar en la instalación o ampliación de industrias y de entidades comerciales de servicios, relacionadas con el fin específico de la sociedad. La enumeración precedente es meramente enunciativa y no importa limitación respecto de otras actividades que tengan relación directa o indirectamente con el objeto de la sociedad.

Por otro lado, se dispuso expresamente que el Poder Ejecutivo Provincial debía otorgar a Pampetrol “los permisos de exploración y las concesiones de explotación, almacenaje y transporte en relación con las áreas que considere *estratégicas* para el desarrollo de una política hidrocarburífera provincial.”<sup>105</sup>

En 2012, se dictó la Ley Provincial 2675 (Ley de Hidrocarburos de la Provincia de La Pampa).<sup>106</sup> En su art. 1 estableció que “los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, como así también toda otra fuente natural de energía sólida, líquida o gaseosa situada en el subsuelo y suelo de la provincia de La Pampa, *pertenecen al patrimonio exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado Provincial.*”<sup>107</sup>

Por esta norma se declaró de “interés público provincial” las actividades hidrocarburíferas con el objeto de lograr y sostener el autoabastecimiento y garantizar la consecución de los principios que en materia de política hidrocarburífera fije y defina el Estado Nacional. Asimismo, se estableció que para el cumplimiento de esos fines, la Provincia de La Pampa implementará políticas provinciales hidrocarburíferas tendientes a, entre otros objetivos, “*integrar el capital público y privado en alianzas estratégicas*, dirigidas a la prospección, exploración,

---

<sup>105</sup> Art. 7 Ley Provincial 2225 (énfasis agregado).

<sup>106</sup> La Ley Provincial 2675 fue sancionada el 6 de noviembre de 2012 y publicada en el Boletín Oficial de La Pampa el 16 de noviembre de 2012.

<sup>107</sup> Art. Ley Provincial 2675 (énfasis agregado).

explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos convencionales y no convencionales.”<sup>108</sup>

Además, se estableció que toda actividad hidrocarburífera y sus derivados estén “a cargo de empresas del Estado Provincial o de personas jurídicas en las que el Estado Provincial tenga una participación accionaria mayoritaria [...] o de éstas junto a otras empresas estatales, privadas o mixtas, en el marco, con los alcances y conforme a las previsiones de la presente Ley y del artículo 7° de la Ley 2225.”<sup>109</sup>

Por dicha norma, se dispuso que en toda asociación o sociedades que tengan por objeto realizar actividades exploración, explotación, transporte y distribución de hidrocarburos, *la participación de las empresas del Estado Provincial en dichos instrumentos no podrá ser inferior al veinte por ciento (20%)*.<sup>110</sup>

Por último, se estableció como Autoridad de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos a “la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Provincia de La Pampa, o el organismo al que en el futuro se le asignen sus competencias y funciones.”<sup>111</sup>

En el año 2007, mediante el Decreto Provincial 142 el Poder Ejecutivo creó la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, en el ámbito del Ministerio de la Producción.<sup>112</sup>

Las razones para la creación de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería fueron varias. En primer lugar, por el incremento de la actividad hidrocarburífera en la provincia de La Pampa en las áreas tradicionalmente explotadas, incrementándose la producción, la percepción de recursos en concepto de regalías y la participación en la producción al erario provincial en un quinientos por ciento (500%).<sup>113</sup> En segundo lugar, como consecuencia de las licitaciones de exploración de las áreas determinadas por la Ley Provincial 2203, por los permisos otorgados a Pampetrol en el marco de la Ley Provincial 2225 y por la actividad en las concesiones nacionales transferidas oportunamente a La Pampa, la actividad hidrocarburífera continuaría a incrementándose.<sup>114</sup> En tercer lugar, por la sanción de la Ley 26.197 y la correspondiente necesidad de la Provincia de La Pampa de

---

<sup>108</sup> Ver art. 2 Ley Provincial 2675.

<sup>109</sup> Ver art. 3 Ley Provincial 2675.

<sup>110</sup> Ver art. 7 Ley Provincial 2675 (énfasis agregado).

<sup>111</sup> Ver art. 24 Ley Provincial 2675.

<sup>112</sup> Ver art. 1 del Decreto Provincial 142/2007.

<sup>113</sup> Ver Considerando 2° del Decreto Provincial 142/2007.

<sup>114</sup> Ver Considerando 3° del Decreto Provincial 142/2007.

ejercer su derecho de controlar los permisos de exploración y las concesiones de sobre sus yacimientos de hidrocarburos<sup>115</sup>. Por último, dada la importancia y el volumen de la actividad hidrocarburífera justificaron la necesidad de crear un organismo especializado y con exclusiva competencia en la materia.<sup>116</sup>

En consecuencia, el Poder Ejecutivo Provincial creó la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería; le transfirió la Dirección de Minería (anteriormente dependía de la Subsecretaría de Industria y Comercio);<sup>117</sup> y le creó dos nuevas Direcciones, de Hidrocarburos y de Biocombustibles.<sup>118</sup>

La Dirección de Minería era el único organismo con competencia para realizar los controles de la actividad petrolífera, incluyendo, además, los restantes yacimientos de minerales enumerados por el Código de Minería y leyes complementarias. Específicamente, la Dirección de Minería tenía a su cargo actuar como organismo centralizado, y conocer y decidir en todos los asuntos sobre permisos y concesiones mineras para la adquisición, explotación y aprovechamiento de las sustancias minerales de la Provincia.

En 2019, con la modificación de la Ley Provincial de Ministerios se crea la Secretaría de Energía y Minería. Entre las competencias otorgadas por el art. 29 de la Ley Provincial 3170, se destacan las siguientes:

- 3) Intervenir en la coordinación con la Nación y otras Provincias en todo lo concerniente al desarrollo, exploración, explotación, industrialización y comercialización de energía;
- 7) Formular y proponer al Poder Ejecutivo Provincial la política hidrocarburífera provincial y de otros combustibles, en lo que hace a la promoción y regulación de sus etapas de exploración, explotación, transporte y distribución, en coordinación con las demás áreas competentes, e intervenir en el control de la producción;
- 8) Intervenir ante los organismos de contralor, transporte y distribución de la

---

<sup>115</sup> Ver Considerando 4° del Decreto Provincial 142/2007.

<sup>116</sup> Ver Considerando 8° del Decreto Provincial 142/2007.

<sup>117</sup> La Dirección de Minería era el único organismo con competencia para realizar los controles de la actividad petrolífera, incluyendo, además, los restantes yacimientos de minerales enumerados por el Código de Minería y leyes complementarias. Específicamente, la Dirección de Minería tenía a su cargo actuar como organismo centralizado, y conocer y decidir en todos los asuntos sobre permisos y concesiones mineras para la adquisición, explotación y aprovechamiento de las sustancias minerales de la Provincia.

<sup>118</sup> Ver arts. 1, 2 y 3 del Decreto Provincial 142/2007.

industria del gas;

9) Intervenir en la aprobación de los pliegos de bases y condiciones para llamados a concurso y/o licitaciones, así como también en los procesos licitatorios o contrataciones directas que se efectúen con motivo de las acciones vinculadas al área de su competencia;

15) Coordinar las políticas de precios y tarifas de energía y servicios públicos vinculados al área energética;

19) Asistir al Poder Ejecutivo en el diseño de la planificación estratégica de los recursos energéticos y en el desarrollo de proyectos, para el cumplimiento de los objetivos del sector;

22) Evaluar y proponer alternativas regulatorias del sector;<sup>119</sup>

En 2003, el Poder Ejecutivo Nacional reconoció a favor de los Estados Provinciales, el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos sobre las áreas que reviertan a las Provincias denominadas “en Transferencia” por el Decreto PEN 1955/94<sup>120</sup> y sobre las áreas que las autoridades provinciales competentes definan en sus planes de exploración y/o explotación.<sup>121</sup>

En 2005, a través de la Ley Provincial 2203,<sup>122</sup> la Cámara de Diputados de la Provincia de La Pampa facultó al Poder Ejecutivo Provincial a llamar a Licitación Pública Nacional e Internacional para otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos, en las áreas Salinas Grandes, Gobernador Ayala, Puelén, Bañado del Atuel, Sierra del Nevado, Medanito Sur, Curacó y Macachin.<sup>123</sup>

---

<sup>119</sup> Ver art. 29 Ley Provincial 3170

<sup>120</sup> En 1994, el Poder Ejecutivo Nacional había instituido un régimen de exploración y explotación de hidrocarburos para las “Áreas en Transferencia” que comprendían: i) las áreas que fueron incluidas en los Anexos de la Ley 24.145, pero que debían ser revertidas antes de la promulgación de la Ley prevista en el art 22 y ii) las áreas no incluidas en dichos Anexos. En dicho marco normativo, el Poder Ejecutivo Nacional delegó en la Secretaría de Energía y en las Provincias la determinación de las “Áreas en Transferencia” y las condiciones de su Licitación (art. 3 Decreto PEN 1955/94). Asimismo, dispuso que, en los decretos de otorgamiento de cada permiso de exploración, se iba a dejar expresamente establecido que la transferencia del dominio a las Provincias quedará perfeccionada con la sanción de la ley mencionada en el art. 22 Ley 24.145 (art. 4 Decreto PEN 1955/94).

<sup>121</sup> Ver art. 1 del Decreto PEN 546/03.

<sup>122</sup> La Ley Provincial 2203 fue sancionada del 13 de octubre de 2005 y publicada en el Boletín Oficial el 28 de octubre de 2005.

<sup>123</sup> Art. 1 Ley Provincial 2203.

Por dicha norma provincial, se establecieron las condiciones y las pautas que debían ajustarse el proceso licitatorio. Entre ellas se destaca que:

- b) El Pliego de Bases y Condiciones y el Contrato con el Adjudicatario deberán formularse dando acabado cumplimiento a la Ley Nacional 17319 y sus normas reglamentarias y complementarias, según lo dispone el artículo 1° del Decreto Nacional N° 546/03. Asimismo, será de aplicación en lo pertinente la normativa provincial y municipal;
- f) El concesionario de explotación pagará mensualmente al Estado Provincial, en concepto de participación y/o regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos y gaseosos extraídos, un porcentaje mínimo del doce por ciento (12 %). El Poder Ejecutivo podrá reducir dicho concepto hasta el cinco por ciento (5 %) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos previa ratificación legislativa;<sup>124</sup>

En diciembre de 2006 la Cámara de Diputados de la Provincia de La Pampa sancionó la Ley 2318,<sup>125</sup> declarando "*de interés estratégico para el desarrollo de la Política Hidrocarburífera Provincial*",<sup>126</sup> las áreas Gobernador Ayala 1, Gobernador Ayala 4, Gobernador Ayala 5, Gobernador Ayala 6, Salina Grande 8, Salina Grande 9, Salina Grande 10, Salina Grande 11, Salina Grande 12 y Macachín Norte.<sup>127</sup>

Asimismo, se facultó al Poder Ejecutivo Provincial a establecer el porcentaje que Pampetrol abonará en concepto de regalía durante el permiso de exploración y en la concesión de explotación de las mencionadas áreas estratégicas.<sup>128</sup>

Actualmente la Provincia de La Pampa tiene nueve (9) áreas en explotación de hidrocarburos. Ellas son: i) El Medanito; ii) Medanito Sur; iii) 25 de mayo -

---

<sup>124</sup> Ver Art. 3, inc. b) y f) Ley Provincial 2203.

<sup>125</sup> Ver art. 1 de la Ley 2318 Provincial, publicada en el Boletín Oficial de La Pampa el 5 de enero de 2007.

<sup>126</sup> Ver art. 1 Ley Provincial 2318.

<sup>127</sup> En 2017 a través de la Ley Provincial 2992, se sustituyó el art. 2 de la Ley 2318, quedando redactado de la siguiente manera: "Artículo 2°: El Poder Ejecutivo podrá otorgar a la Empresa PAMPETROL S.A.P.E.M. permisos de exploración y las concesiones de explotación, almacenaje y transporte respecto de las áreas detalladas en el artículo anterior, de acuerdo a lo normado por la Ley Provincial 2225, y de conformidad con los plazos y condiciones de otorgamiento consignados en la Ley Provincial de Hidrocarburos 2675. También podrá renovar a la misma empresa los permisos de exploración -por no haberse transformado en concesiones de explotación- y las concesiones de explotación, almacenaje y transporte vencidos, inclusive adecuar aquellos que se hallen en curso de ejecución, teniendo en cuenta en todos los casos los plazos y condiciones previstos por la Ley 2675". Art. 1 de la Ley 2992 (subrayado agregado).

<sup>128</sup> Ver art. 3 Ley Provincial 2318.

Medanito Sudeste; iv) Jagüel de los Machos; v) Gobernador Ayala V; vi) Rinconada; vii) Salina Grande I Lote I; viii) CNQ7A; y ix) Gobernador Ayala III.

Pampetrol tiene participación en El Medanito, Medanito Sur, 25 de mayo - Medanito Sudeste, Jagüel de los Machos, Gobernador Ayala V, Rinconada – Puesto Morales y Salina Grande I Lote I. Es decir, de las nueve (9) áreas concesionadas en la Provincia de La Pampa, PAMPETROL tiene participación en siete (7) de ellas.

Respecto de las áreas en exploración, la Provincia de La Pampa tiene once (11) áreas. En todas ellas participa Pampetrol, sea a través de Permisos de Exploración,<sup>129</sup> o mediante Contratos con la Provincia de la Pampa.<sup>130</sup>

### **a. Área Medanito**

El área Medanito tienen algunas particularidades que la distinguen del resto de las áreas de la provincia de La Pampa.

En primer lugar, se trata de un área que fue cedida a la Provincia de La Pampa en 1989. Con el objeto de reactivar la explotación de hidrocarburos en yacimientos de baja producción, e Poder Ejecutivo Nacional dispuso que:

Podrán ser cedidas a las Provincias dentro de cuyo territorio se encuentren, aquellas zonas de explotación (yacimientos) abandonadas o de escasas reservas, sin el pago del derecho de explotación. Las Provincias decidirán su explotación directamente o en asociación con empresas privadas nacionales o extranjeras.<sup>131</sup>

En consecuencia, el 18 de octubre de 1990 la entonces Subsecretaría de Energía de la Nación autorizó la cesión del área “Medanito” a la Provincia de La Pampa.<sup>132</sup>

El 17 de octubre de 1991, la Cámara de Diputados de la Provincia de La Pampa sancionó la Ley 1345 mediante la cual se ratificaron: i) “el convenio de cesión del área petrolera Medanito, suscripto entre Yacimientos Petrolíferos

---

<sup>129</sup> Nueve áreas (Gobernador Ayala I; Gobernador Ayala IV; Gobernador Ayala V; Salina Grande VIII; Salina Grande IX; Salina Grande X; Salina Grande XI; Salina Grande XII; y Macachín Norte) fueron transferidas a Pampetrol mediante Permiso de Exploración en el año 2018.

<sup>130</sup> Dos áreas, Salina Grande I Lote II y Salina Grande I Lote III están con tenencia provisoria.

<sup>131</sup> Art. 20 Decreto PEN 1055/89.

<sup>132</sup> Resolución SEN 152/1990.

Fiscales S.A. y el señor Gobernador de la Provincia, el 14 de febrero de 1991”,<sup>133</sup> y ii) “el convenio suscripto entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. y el señor Gobernador de la Provincia, el 11 de abril de 1991, por el cual la empresa estatal se comprometió a continuar la explotación del área cedida a la Provincia, por cuenta del estado Provincial.”<sup>134</sup>

Además, se autorizó al Poder Ejecutivo Provincial “a llamar a licitación pública internacional para la realización de un *Contrato de Locación de Obra y Servicios* a los fines de la exploración, explotación y desarrollo de hidrocarburos en el área denominada Medanito.”<sup>135</sup>

En segundo lugar, se trata de un Contrato de Obras y Servicios para la Exploración, Explotación y Desarrollo de Hidrocarburos entre la Provincia de la Pampa y la empresa Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

En el marco de la Licitación Pública Internacional tramitada en el expediente N°5169/91, el 19 de septiembre de 1992 se firmó un Contrato de Obras y Servicios cuyo plazo de vigencia se extendió hasta la fecha de vencimiento de la cesión del área. Es decir, veinticinco años a partir de la fecha en que se entregó el área.

En tercer lugar, atento a las modificaciones en las condiciones de comercialización de los hidrocarburos líquidos, el 2 de septiembre de 2008 se suscribió un Acta Acuerdo entre la Provincia de La Pampa y Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. con el objeto de restituir la ecuación económica financiera del contrato por la aplicación de la ley 25.561 y Resoluciones MECON 532/2004 y 394/2007. En particular, se modificó la fórmula que regula retribución del Contratista (art. 7) y la liquidación y la forma de pago del Contratista (art. 8).<sup>136</sup>

Finalmente, el 6 de febrero de 2015 se firmó un Acuerdo de Renegociación entre la Provincia de La Pampa y Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

En el marco de la Ley Provincial 2675 y atento que el 19 de junio de 2016 operaba el vencimiento del plazo contractual, las partes acordaron la renegociación

---

<sup>133</sup> Ver art. 1 Ley Provincial 1345.

<sup>134</sup> Ver art. 2 Ley Provincial 1345.

<sup>135</sup> Ver art. 3 Ley Provincial 1345.

<sup>136</sup> El 18 de septiembre de 2008, mediante la Ley 2437 la Cámara de Diputados de la Provincia de La Pampa aprobó ad-referéndum- el Acta Acuerdo firmada por el Poder Ejecutivo Provincial y la empresa.

y la extensión del Contrato de Obras y Servicios por el término de diez (10) años, por lo tanto el vencimiento de la prórroga operará el 18 de junio de 2026.<sup>137</sup>

En el acuerdo se establecieron las condiciones para su renegociación. Por ejemplo, para el ingreso al período de prórroga la Provincia de La Pampa podía solicitar al Contratista, en forma excluyente entre sí, una de las siguientes prestaciones: i) “un pago único y total de U\$S 29.500.000,00”; o ii) “solicitar en forma fehaciente la cesión a Pampetrol del 20% del contrato sobre el área “El Medanito, objeto de este acuerdo.”<sup>138</sup>

El 13 de febrero de 2015, la Ley Provincial 2830 autorizó al Poder Ejecutivo a suscribir con la empresa Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. el Acuerdo de Renegociación y, dispuso que se solicite a la empresa la cesión a PAMPETROL del veinte por ciento del contrato sobre el área El Medanito.<sup>139</sup> Por consiguiente, ambas empresas firmaron un Contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), a través del cual Pampetrol adquirió un veinte por ciento de participación en los derechos y obligaciones del Contrato de Obras y Servicios.

#### **b. Área Medanito Sur**

En 2005, mediante Ley 2203 se facultó al Poder Ejecutivo Provincial a llamar a “Licitación Pública Nacional e Internacional para otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos” en varias áreas, entre ellas, se encontraba Medanito Sur.<sup>140</sup>

Posteriormente, fue Licitada y adjudicada al Consorcio integrado por Tecpetrol S.A. (como operadora), Enarsa S.A., Raises S.A y Amercas Petrogas Argentina S.A. Sin embargo, en el año 2018 la UTE conformada por dichas empresas renunciaron al Contrato de Concesión.

En consecuencia, el 26 de junio de 2008 el Poder Legislativo Provincial declaró “de Interés Estratégico para el Desarrollo de la Política Hidrocarburífera

---

<sup>137</sup> Art. 5 Ley Provincial 2675 (“Los plazos de los permisos o contratos de obras y servicios de exploración serán fijados en cada caso, con un máximo de nueve (9) años, y un período de prórroga que no podrán superar los tres (3) años. En las demás actividades, las concesiones o contratos de obras y servicios tendrán una vigencia máxima de veinticinco (25) años a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue. *Podrán prorrogarse por hasta diez (10) años las concesiones o contratos en curso de ejecución en las condiciones que se establezcan*”) (énfasis agregado).

<sup>138</sup> Ver Art. 3.1 del Acuerdo de Renegociación entre la Provincia de La Pampa y Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

<sup>139</sup> Ver arts. 1 y 3 de la Ley Provincial 2830.

<sup>140</sup> Art. 1 Ley Provincial 2203.

Provincial, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7° de la Ley 2225, y artículos 2°, 3°, 4° y concordantes de la Ley 2675, el área hidrocarburífera “Medanito Sur.”<sup>141</sup>

Asimismo, dispuso que se otorgue a PAMPETROL permisos de exploración y/o las concesiones de explotación, transporte y distribución de Hidrocarburos, de conformidad con las Leyes Provinciales 2225 y 2675.<sup>142</sup>

Finalmente, la Provincia de La Pampa y Pampetrol firmaron el Contrato de Concesión de Explotación, Desarrollo, Transporte y Comercialización por el plazo de 25 años con la posibilidad de una prórroga por hasta 10 años.<sup>143</sup>

Respecto de las regalías en el Contrato de Concesión se estableció que:

6.1.- El CONTRATISTA abonará mensualmente a LA PROVINCIA en concepto de REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN que le corresponde en su carácter de propietaria del recurso, un porcentual no inferior al VEINTE POR CIENTO (20%) ni mayor al TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de la PRODUCCIÓN COMPUTABLE a partir de la fecha de la formalización de dicha vinculación, según surja de la oferta más conveniente a los intereses de LA PROVINCIA en los procesos de selección que a esos fines lleve adelante EL CONTRATISTA.-

6.1.1.- En caso de que el CONTRATISTA no se asocie a empresas a los fines de la operación del área, o durante el período en el que no se haya formalizado vínculo contractual con ese objeto, la REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN que abonara a la PROVINCIA, en su carácter de propietaria del recurso, será igual al porcentual inferior previsto en apartado 6.1 del presente.

6.1.2.- En caso que el CONTRATISTA se asocie con otras empresas en el marco de la autorización prevista en el presente CONTRATO, y con independencia de la REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN, que deba abonar a LA PROVINCIA, los instrumentos que se formalicen a esos fines deberán prever que PAMPETROL S.A.P.E.M. participe, al menos, en un veinte por ciento (20%) en la distribución de los resultados o, en su caso, en los ingresos y gastos.<sup>144</sup>

---

<sup>141</sup> Ver art. 1 Ley Provincial 3084.

<sup>142</sup> Ver art. 2 Ley Provincial 3084.

<sup>143</sup> Art 3.22 y 3.23 del Contrato de Concesión del área El Medanito Sur.

<sup>144</sup> Art. 6.1 del Contrato de Concesión del área El Medanito Sur.

### **c. Área 25 de mayo – Medanito SE**

En 2016, La Ley Provincial 2890 declaró “de interés estratégico para el Desarrollo de la Política Hidrocarburífera Provincial,<sup>145</sup> de acuerdo a lo establecido en el artículo 7° de la Ley 2225, y artículos 2°, 3°, 4° y concordantes de la Ley 2675, el área hidrocarburífera “25 de mayo - Medanito SE”.<sup>146</sup>

Además, facultó al Poder Ejecutivo Provincial para otorgarle a Pampetrol “permisos de exploración y/o las concesiones temporales de explotación, transporte y distribución de hidrocarburos, y/o formalizar contratos de obra y servicios de exploración, explotación, desarrollo, transporte, distribución e industrialización de hidrocarburos.”<sup>147</sup>

El 17 de octubre de 2016, a través del Acta 03/16, La Comisión - Ley 2888 aprobó el modelo de Contrato de Concesión para el área “25 de mayo - Medanito SE”.<sup>148</sup>

El 11 de abril de 2017 la Comisión - Ley N° 2888 suscribe el Acta N° 02/17 mediante la cual se aprueba la incorporación al contrato del Área “25 de mayo – Medanito Sudeste”, los siguientes considerandos a la cláusula 6:

6.1.1 “En caso de que EL CONTRATISTA se asocie con otras empresas en el marco de la autorización prevista en el artículo 10 del presente CONTRATO, abonará mensualmente a LA PROVINCIA en concepto de REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN que le corresponde en su carácter de propietaria del recurso, un porcentaje no inferior al VEINTE POR CIENTO (20%) ni mayor al TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de la PRODUCCIÓN COMPUTABLE, a partir de la fecha de la formalización de dicha vinculación, según surja de la oferta más conveniente a los intereses de LA PROVINCIA en los procesos de selección que a esos fines lleve adelante EL CONTRATISTA.

En tales supuestos de asociación, y con independencia de la REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN que deba abonar a LA PROVINCIA, los instrumentos que se formalicen a esos fines

---

<sup>145</sup> Ver art. 1 Ley Provincial 2890.

<sup>146</sup> El área “25 de mayo – Medanito Sudeste” tiene su origen en la conversión del Contrato N°23.338 para la extracción de hidrocarburos suscripto en 1984 entre Y.P.F S.A. con COMPAÑIA NAVIERA PEREZ COMPANC S.A.C.F.I.M.F.A. y Bidas S.A. Petrolera, Industrial y Comercial, a través del Decreto PEN 2164/91. La anterior operadora era la empresa Petrobras Argentina S.A y el Contrato de Concesión operó su vencimiento en el año 2016.

<sup>147</sup> Ver art. 2 Ley Provincial 2890.

<sup>148</sup> Art 5° Ley Provincial 2888: “Excepcionalmente, y a los efectos del pleno cumplimiento de todas las exigencias previstas por la Ley 2675, constitúyase una “Comisión” integrada por todos los bloques parlamentarios a efectos de participar, junto al Poder Ejecutivo Provincial, *en el tratamiento del Contrato derivado de la presente Ley.*” (énfasis agregado)

deberán prever que PAMPETROL S.A.P.E.M. participe, al menos, en un veinte por ciento (20%) en la distribución de los resultados o, en su caso, en los ingresos y gastos. -

6.1.2. En caso que EL CONTRATISTA no se asociare a otras empresas a los fines de la operación del área, o durante el período en el que no se halle formalizado vínculo contractual con ese objeto, la REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN que abonará a LA PROVINCIA en su carácter de propietaria del recurso, será porcentualmente igual a la última liquidación mensual realizada para el área en cuestión previo a la vigencia del presente contrato, de conformidad con lo que resulte del Registro de Control de Producción y Regalía de la Autoridad de Aplicación.

El 7 de julio de 2017 la Cámara de Diputados de la Provincia de la Pampa autorizó al Poder Ejecutivo a suscribir con la empresa PAMPETROL el proyecto de Contrato de Concesión de Explotación del Área Hidrocarburífera “25 de Mayo – Medanito Sudeste” según la redacción dada por el Acta N° 02/17.<sup>149</sup>

El 19 de julio de 2017 la Provincia de La Pampa y PAMPETROL firmaron el Contrato de Concesión.

En el mismo año 2017, PAMPETROL dispuso convocar a través de la Licitación Pública 1/2017 la selección de la o las empresas que se asociarían para la explotación de las concesiones “25 de mayo – Medanito SE” y “Jagüel de los Machos”. Primero, la adjudicataria resultó ser UTE Oilstone Energía S.A.- Ribeiro S.R.L. pero ante el incumplimiento por parte de la pre-adjudicataria de ingresar en tiempo y forma al erario Provincial el monto establecido en el Pliego de Bases y Condiciones, se resolvió desestimar la oferta por incumplir con las bases de la contratación. Segundo, PAMPETROL realizó un pedido de cotización a las empresas que operaban en la región del área para proteger la continuidad en la gestión de operación de los yacimientos. Tercero, ante la oferta presentada por Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. y habiendo cumplido con todos los requisitos exigidos por la Licitación 1/2017, se autorizó al presidente de PAMPETROL a suscribir los contratos de cesión y de Unión Transitoria de Empresas.<sup>150</sup>

Finalmente, el 26 de octubre de 2017 Pampetrol y Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. firmaron: i) el Contrato de Cesión de Posición Contractual mediante el cual PAMPETROL cede el ochenta por ciento del Contrato de Concesión; y ii) el

---

<sup>149</sup> Ver art. 1 Ley Provincial 3302.

<sup>150</sup> Ver Memoria del Ejercicio 2017 PAMPETROL S.A., págs. 7-8.

Contrato de Unión Transitoria de Empresas, correspondiente al área “25 de mayo - Medanita Sudeste” que entró en vigencia el 29 de octubre de 2017.

#### **d. Área Jagüel de los Machos**

El 15 de septiembre de 2016 Ley Provincial 2929 modificó los artículos 1 y 2 de la Ley 2851, declarando “de interés estratégico para el desarrollo de la Política Hidrocarburífera Provincial,<sup>151</sup> de acuerdo a lo establecido en el artículo 7° de la Ley 2225 y artículos 2°, 3° y 4° y concordantes de la Ley 2675, el área hidrocarburífera Jagüel de los Machos.<sup>152</sup>

También le otorgó la posibilidad al Poder Ejecutivo Provincial de otorgarle a PAMPETROL “permisos de exploración y/o las concesiones temporales de explotación, transporte y distribución de hidrocarburos, y/o formalizar contratos de obra y servicios de exploración, explotación, desarrollo, transporte, distribución e industrialización de hidrocarburos.”<sup>153</sup>

El 11 de abril de 2017 la Comisión - Ley N° 2888 suscribe el Acta N° 02/17 aprobando la incorporación al contrato de “Jagüel de los Machos” los siguientes considerandos a la cláusula 6:

6.1.1 “En caso de que EL CONTRATISTA se asocie con otras empresas en el marco de la autorización prevista en el artículo 10 del presente CONTRATO, abonará mensualmente a LA PROVINCIA en concepto de REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN que le corresponde en su carácter de propietaria del recurso, un porcentaje no inferior al VEINTE POR CIENTO (20%) ni mayor al TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de la PRODUCCIÓN COMPUTABLE, a partir de la fecha de la formalización de dicha vinculación, según surja de la oferta más conveniente a los intereses de LA PROVINCIA en los procesos de selección que a esos fines lleve adelante EL CONTRATISTA.

En tales supuestos de asociación, y con independencia de la REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN que deba abonar a LA PROVINCIA, los instrumentos que se formalicen a esos fines deberán prever que PAMPETROL S.A.P.E.M. participe, al menos, en un veinte por ciento (20%) en la distribución de los

---

<sup>151</sup> Ver art. 1 Ley Provincial 2929.

<sup>152</sup> El área “Jagüel de los Machos” tiene su origen en la adjudicación del Concurso Público N°1/90 y el correspondiente otorgamiento del Contrato de Concesión a COMPAÑIA NAVIERA PEREZ COMPANC S.A.C.F.I.M.F.A. a través del Decreto PEN 1769/90. La anterior operadora era la empresa Petrobras Argentina S.A y el Contrato de Concesión operó su vencimiento en el año 2015.

<sup>153</sup> Ver art. 2 Ley Provincial 2929.

resultados o, en su caso, en los ingresos y gastos. -

6.1.2. En caso que EL CONTRATISTA no se asociare a otras empresas a los fines de la operación del área, o durante el período en el que no se halle formalizado vínculo contractual con ese objeto, la REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN que abonará a LA PROVINCIA en su carácter de propietaria del recurso, será porcentualmente igual a la última liquidación mensual realizada para el área en cuestión previo a la vigencia del presente contrato, de conformidad con lo que resulte del Registro de Control de Producción y Regalía de la Autoridad de Aplicación.

El 7 de julio de 2017 la Ley Provincial 3003 autorizó al Poder Ejecutivo Provincial suscribir con PAMPETROL el Contrato de Concesión de Explotación del Área Hidrocarburífera “Jagüel de los Machos” según la redacción dada por el Acta N° 02/17.<sup>154</sup>

En el mismo año 2017, PAMPETROL dispuso convocar a través de la Licitación Pública 1/2017 la selección de la o las empresas que se asociarían para la explotación de las concesiones “25 de mayo – Medanito SE” y “Jagüel de los Machos”.

Finalmente, Pampetrol y Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. firmaron: i) el Contrato de Cesión de Posición Contractual mediante el cual PAMPETROL cede el ochenta por ciento del Contrato de Concesión; y ii) el Contrato de Unión Transitoria de Empresas, correspondiente al área “Jagüel de los Machos”.

#### **e. Área Gobernador Ayala V**

El Decreto Provincial 242 del 20 de noviembre de 2007, le confirió a PAMPETROL en el marco de la Ley N° 2225, la titularidad de los permisos de exploración y su eventual concesión de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos, de las áreas denominadas Gobernador Ayala I, Gobernador Ayala IV, Gobernador Ayala V, Gobernador Ayala VI, Salina Grande VIII, Salina Grande IX, Salina Grande X, Salina Grande XI, Salina Grande XII, y Macachín Norte.<sup>155</sup>

En consecuencia, se inicia el desarrollo y explotación del área en el año 2008 por la UTE conformada por PAMPETROL con Compañía General de Combustibles S.A. Un año más tarde, a fines de 2009 la empresa Compañía General de Combustibles S.A. da por concluidos los trabajos exploratorios y da terminado el

---

<sup>154</sup> Ver art. 1 Ley 3030.

<sup>155</sup> Art. 1 Decreto Provincial 242/2007.

contrato de UTE con PAMPETROL. De esta manera, PAMPETROL queda con el cien por ciento del permiso de exploración.

El 4 noviembre de 2013, el Poder Ejecutivo Provincial a través del Decreto 877 otorgó a Pampetrol "la Concesión de Explotación sobre el Área "GOBERNADOR AYALA V" en la Provincia de La Pampa, para realizar trabajos de Desarrollo y Explotación de Hidrocarburos bajo el régimen previsto en el Contrato de Concesión celebrado con la Provincia (Decreto 242/07) y concordantes de la Ley N° 2225, Ley N° 2318, de la Ley Nacional N° 26197 y demás normas complementarias y reglamentarias."<sup>156</sup>

Actualmente el área está a cargo de la UTE conformada por PAMPETROL y Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. (Operadora).<sup>157</sup>

#### **f. Área Rinconada-Puesto Morales**

El 15 de enero de 2016, mediante la Ley 2888, el Poder Legislativo Provincial declaró "de interés estratégico para el desarrollo de la *de la Política Hidrocarburífera Provincial*" el área Rinconada-Puesto Morales.<sup>158</sup>

Por dicha Ley, por un lado, se autorizó al Poder Ejecutivo Provincial a otorgar a PAMPETROL los permisos exploración o las concesiones de explotación a través de contratos de obras y servicios siempre en el marco normativo de las Leyes 2225 y 2675.<sup>159</sup> Por otro, se lo facultó a que determine el porcentaje que PAMPETROL deberá pagar en concepto de regalías o fijar la retribución del eventual contratista.<sup>160</sup>

El 29 de enero de 2016, el Poder Ejecutivo Provincial, cedió a Pampetrol la tenencia del área Rinconada-Puesto Morales, hasta la suscripción del contrato derivado de la Ley N° 2.888.<sup>161</sup>

El 20 de septiembre de 2016 se suscribe el Contrato de Concesión de Explotación entre la Provincia de La Pampa y PAMPETROL. En la Memoria del Ejercicio 2017 de PAMPETROL, se explican las características más importantes del Contrato de Concesión de Explotación en los siguientes términos:

El referido contrato expone las condiciones propias de aquellos

---

<sup>156</sup> Art. 1 Decreto Provincial 877/2013.

<sup>157</sup> Ver Memoria del Ejercicio 2017 PAMPETROL S.A., págs. 1-3.

<sup>158</sup> Ver art. 1 Ley Provincial 2888.

<sup>159</sup> Ver art. 2 Ley Provincial 2888.

<sup>160</sup> Ver art. 3 Ley Provincial 2888.

<sup>161</sup> Art. 1 Decreto Provincial 130/2016

relativos a la industria del petróleo en la Provincia de La Pampa, y en particular establece como plazo de vigencia 25 años, una regalía del 12,00%, la obligación de formular anualmente planes de desarrollo y compromisos de inversión sometidos a la aprobación de la Autoridad de Aplicación, y la obligación de abonar un alquiler por el uso y goce de los Bienes de Uso existentes en el área.<sup>162</sup>

### **g. Área Salina Grande I**

El 26 de septiembre de 2016 mediante la Ley Provincial 2928 se declaró “de interés estratégico para el desarrollo de la Política Hidrocarburífera Provincial, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7° de la Ley 2225 y artículos 2°, 3° y 4° y concordantes de la Ley 2675, el área hidrocarburífera Salina Grande I (Lotes I, II y III).”<sup>163</sup>

Por dicha norma provincial, se dispuso que el Poder Ejecutivo Provincial podía otorgar permisos de exploración y concesiones temporales de explotación, transporte y distribución de hidrocarburos, y/o formalizar contratos de obra y servicios de, exploración, explotación, desarrollo, transporte, distribución e industrialización de hidrocarburos, en virtud de lo normado por las Leyes Provinciales 2225 y 2675.<sup>164</sup>

Finalmente, el art. 5 facultó al Poder Ejecutivo Provincial a establecer el porcentaje que la PAMPETROL deberá abonar en concepto de regalías durante el permiso de exploración y en la concesión de explotación del área estratégica Salina Grande I.<sup>165</sup>

El 17 de noviembre de 2016, el Poder Ejecutivo Provincial cedió en tenencia a Pampetrol hasta tanto se suscribiera el contrato derivado de la Ley 2928 el área Salina Grande I.<sup>166</sup>

---

<sup>162</sup> Ver Memoria del Ejercicio 2017 PAMPETROL S.A., pág. 6.

<sup>163</sup> Ver art. 1 Ley Provincial 2928.

<sup>164</sup> Ver art. 2 Ley Provincial 2928.

<sup>165</sup> Ver art. 5 Ley Provincial 2928.

<sup>166</sup> Ver Memoria del Ejercicio 2017 Pampetrol S.A., pág. 12.

#### **h. Área CNQ7A**

EL origen del área CNQ 7/A es la Decisión Administrativa 20/2001 mediante la cual se aprobó la adjudicación del Concurso Público Internacional N° E-01/92 Trigésima Octava Ronda Licitatoria.<sup>167</sup>

Por dicha Decisión se otorgó a las empresas Unolocal Patagonia LTD Sucursal Argentina e YPF S.A., un Permiso de Exploración bajo los términos de los artículos 16 y siguientes de la Ley 17.319.<sup>168</sup> Es decir, actualmente es una concesión de explotación transferida por la Nación a la Provincia de La Pampa en los términos de la Ley 26.197.<sup>169</sup>

Desde el 11 de septiembre de 2008, el área CNQ 7/A está concesionada en un cincuenta por ciento (50%) por Pluspetrol S.A. y otro cincuenta por ciento (50%) por YPF S.A. desde el 11 de septiembre de 2008 con vigencia del contrato de explotación por 25 años. En consecuencia, pagan regalías al doce por ciento (12%).

#### **i. Área Gobernador Ayala III**

En el marco del Decreto Nacional 546/03, la Provincia de La Pampa licitó y suscribió un Contrato para la “Exploración, Explotación, Desarrollo, Transporte y Comercialización de Hidrocarburos” del área Gobernador Ayala III con la operadora Petro-Andina Resources luego Pluspetrol S.A.

El 10 de septiembre de 2018 fue otorgado el Contrato de Concesión a la UTE integrada en un noventa por ciento (90%) por Pluspetrol S.A. y en un diez por ciento (10%) por IEASA (Integración Energética S.A.).

Respecto al pago de regalía el Contrato de Concesión dispone que:

7.1.- El Contratista abonará mensualmente a LA PROVINCIA en concepto de REGALÍA EN LA EXPLOTACIÓN que le corresponde en su carácter de propietaria del recurso, el DOCE POR CIENTO (12%) de la PRODUCCIÓN COMPUTABLE durante los primeros dos (2) años, a partir de la fecha de vigencia de la correspondiente CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN.

Cumplido el segundo año, el porcentaje de REGALÍA EN LA

---

<sup>167</sup> Art. 1 Decisión Administrativa 20/2001 de la Jefatura de Gabinete de la Nación.

<sup>168</sup> Ver Art. 2 Decisión Administrativa 20/2001 de la Jefatura de Gabinete de la Nación

<sup>169</sup> Ver art. 23 de la Decisión Administrativa de la Jefatura de Gabinete de la Nación (“En la oportunidad establecida por el Art. 22 de la Ley 24.145, el Poder Ejecutivo Nacional, transferirá a las Provincias de Mendoza y La Pampa el dominio del área indicada en el Artículo 2 de la presente Decisión Administrativa.”)

EXPLOTACIÓN se incrementará anualmente en un punto y medio por año, hasta alcanzar el máximo de DIECIOCHO POR CIENTO (18%) el sexto año.

A partir del séptimo año se adicionará a la regalía obligatoria del DIECIOCHO POR CIENTO (18%), la regalía adicional ofrecida por el CONCESIONARIO.

Durante el PERMISO DE EXPLORACIÓN, el PERMISIONARIO pagará a LA PROVINCIA una REGALÍA EN LA EXPLORACIÓN, equivalente a la Regalía en la Explotación ofrecida para el séptimo año de la Concesión de Explotación, incrementada en un VEINTICINCO POR CIENTO (25%), siempre que el volumen extraído no se utilice en el desarrollo de la explotación circunstancia esta que deberá ser debidamente comprobada y aprobada por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.<sup>170</sup>

## **5. Las regalías como contraprestación**

El art. 124 CN establece que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.”

Consideramos a la regalía como un derecho y no impuesto, es decir, un derecho que tienen las provincias (en este caso La Pampa) como propietarias de sus recursos naturales (hidrocarburos líquidos y gaseosos). En otras palabras, son contraprestaciones que pueden estar establecidas por ley (Ley de Hidrocarburos) o por contrato (como los contratos entre La Pampa como concedente y Pampetrol como concesionario) a favor del titular de los yacimientos (las provincias o la Nación) y a cargo de las empresas que extraigan los hidrocarburos.

En el mismo sentido, Pérez de Villareal explica que:

Ello implica que el permiso de exploración otorgado a un tercero que luego encuentra hidrocarburos y solicita la concesión del área para su explotación necesariamente generará un menoscabo en el patrimonio de la provincia, porque sus recursos han sido extraídos. Por ello es necesaria la contraprestación a la provincia por la extracción de los hidrocarburos hallados, lo que

---

<sup>170</sup> Art. 7.1 del Contrato de Concesión del área Gobernador Ayala III.

en nuestro derecho se ha dado en llamar “regalías”. Dicha contraprestación se realizará a la provincia en dinero o en especie, según su elección y conveniencia.<sup>171</sup>

Otro aspecto que diferencia a las regalías de los impuestos es que el monto de las regalías puede ser diferente, por ejemplo, si se trata de regalías regidas por la Ley 17.319 o si son acordadas contractualmente entre las provincias y las empresas operadoras en los distintos contratos de concesión, también pueden variar de acuerdo con la cantidad de hidrocarburos producidos mensualmente, o por la calidad del producto final. En cambio, los impuestos son tributos que gravan de acuerdo con la capacidad económica de los obligados a su pago.

Incluso como explica Cernello la naturaleza contraprestacional de las regalías se ponía aún mas de manifiesto cuando antes de la sanción de la Ley 26.197, las regalías eran recaudadas por el Estado Nacional pero las beneficiadas finales eran las provincias productoras por ser las propietarias de los recursos hidrocarburíferos situados en sus respectivos territorios.<sup>172</sup>

Explica Cabral Nonna, (parafraseando a Adam Smith) que la renta es el precio que el arrendatario de la tierra tiene que pagar en función de las condiciones de la tierra. Por lo tanto, la renta por la tierra es el precio que se debe pagar por su utilización. De esta manera, la provincia como propietaria de la tierra tiene derecho a recibir una renta por ser el propietario de ella. Cuando las empresas concesionarias de hidrocarburos pagan las regalías, su monto va a depender en forma proporcional al nivel de actividad de aquellas. Es decir, su origen es convencional y “nacen en los contratos que firma cada provincia” con las empresas contratistas o concesionarias que se encargarán de desarrollar el recurso hidrocarburífero el cual es propiedad de las provincias.<sup>173</sup>

Por su parte la CSJN ha señalado que las regalías tienen características diferentes de los tributos. En el fallo Provincia de Neuquen c. Capex, la Corte analizó la naturaleza jurídica de las regalías hidrocarburíferas.<sup>174</sup>

---

<sup>171</sup> María Pérez de Villarreal, “Regalías: Modalidades de Pago. Pago en Especie,” Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería, N° 16, págs. 27-57 (febrero-abril 2018).

<sup>172</sup> Cernello Maximiliano, “Competencia regulatoria y jurisdiccional en materia de regalías hidrocarburíferas, El Dial, (2007).

<sup>173</sup> Bernardo Hugo Cabral Nonna, “Los incentivos económicos del canon de exploración y de explotación de hidrocarburos. La demora de la autoridad de Aplicación como legítima fuente de reclamos. Una nueva mirada”, Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería, N° 17, págs. 21-39 (mayo-julio 2018).

<sup>174</sup> CJSN “Neuquén, Provincia del c/ Capex S.A. s/ cobro de regalía” del 11 de diciembre de 2007.

Primero afirma que, de la legislación invocada, es decir, Ley 17.319 y Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 1671/69 no surge expresamente su naturaleza jurídica. Pero aclara que, una interpretación completa del texto de la ley excluye la posibilidad de que las regalías se traten de un impuesto.

Segundo, señala que el art. 56 de Ley 17.319 (referido a los Tributos) describe en los apartados a) b) y c) el régimen fiscal al que estarán sujetos los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación y en el apartado d) se excluye a "todo otro tributo nacional, presente o futuro de cualquier naturaleza o denominación". Por otro lado, en los artículos 57, 58 y 62 (actualmente derogado) hacen mención al canon y a las regalías. Es decir, tratamiento de las regalías en la Ley 17.319 siempre fue diferenciado respecto a los tributos.

Tercero, el art. 12 Ley 17.319 cuando se le reconoce a las provincias donde se explotan los yacimientos hidrocarbúferos una "participación en el producido de dicha actividad ", es decir, una regalía que pueden ser pagada en efectivo o en especie. Alternativa que no se da en los impuestos.

Cuarto, el Poder Ejecutivo Nacional o Provincial tienen la facultad de variar y reducir hasta un 5% el porcentaje de regalías "teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos" cuestión que tampoco puede darse en los impuestos.

Quinto, la causal de rescisión contractual por el incumplimiento del pago de la regalía más allá de tres meses consecutivos, también lo diferencia de los tributos.

Por último, de conformidad con el art. 3° del Decreto Nacional 1671/69, el concesionario pueda solicitar la reducción del porcentaje de la regalía con fundamento en que la producción no resulta económicamente explotable en virtud de la cantidad y calidad de los hidrocarburos extraídos. Otro rasgo y característica que demuestra el origen convencional de la regalía.

En síntesis, las regalías tienen naturaleza contraprestacional. Las provincias como propietarias de los yacimientos hidrocarbúferos tiene el derecho a cobrar una renta por su utilización. Además, al tratarse de recursos no renovables deben aprovechar eficientemente su explotación y obtener el mayor beneficio posible para el desarrollo de las economías regionales y sus habitantes. Por lo tanto, es razonable y necesario que la Provincia de La Pampa cuente con marcos normativos y contractuales flexibles que le permitan negociar con las empresas concesionarias de hidrocarburos los porcentajes de regalías que considere apropiados de acuerdo con las características de las áreas a licitar y también de que tenga la posibilidad de ofrecer tratamientos diferenciados para los pozos de baja productividad.

## **IV. Propuesta de mejora al actual Régimen de Regalías para la provincia de La Pampa**

### **1. Introducción**

El presente informe completa el trabajo comprometido, presentando las propuestas concretas para complementar el régimen de regalías actualmente vigente en la Provincia de la Pampa.

Cuanto más general es el diseño de una política, más probabilidad existe de que se incurran en dos tipos de errores, el primer es que para algunos casos particulares la política sea insuficiente, el segundo es que para otros casos particulares sea innecesaria. Esto ocurre en la medida en que, en el diseño de una política general, no se tomen en cuenta cuestiones específicas que sean relevantes.

En el caso que nos ocupa es el Régimen de Regalías, esto puede ocurrir de la siguiente manera. Cuando se pretender establecer tasas de regalías menores cuando baja la producción por pozo, para evitar su cierre prematuro, puede ocurrir que se trate de pozos en producción primaria o secundaria. En el primer caso, es probable que los costos operativos unitarios sean relativamente bajos, mientras que, en el segundo, los mismos pueden ser mayores por la necesidad de inyectar, extraer y tratar grandes volúmenes de agua, junto con los hidrocarburos. Luego una misma producción diaria por pozo, puede ser suficiente para mantener abierto un pozo en extracción primaria e insuficiente si está en extracción secundaria. De igual manera puede ocurrir con incentivos que se diseñen para fomentar la inversión en exploración y desarrollo o en otro tipo de medidas.

Por ejemplo, en materia de costos de perforación la variedad de situaciones que pueden presentarse es también muy importante. En tal sentido se adjunta como Anexo A, una revisión parcial de la literatura sobre este tema.

Hay sistemas fiscales que se basan en la contabilidad de costos de los contratos, tal como ocurre en general en los Contratos de Producción Compartida, pero esto tiene el inconveniente de la asimetría de información y la presencia de objetivos contrapuestos entre las partes de un mismo contrato.

Otros sistemas fiscales, se diseñan a partir de indicadores físicos, en función de los cuales se estiman escalas, tasas y créditos, asociados a los instrumentos fiscales. Estos indicadores físicos, deberían ser fácilmente observables, para evitar los problemas de asimetría de información, y proveer incentivos hacia una operación eficiente.

El grado de detalle necesario de estos indicadores físicos, cambia de acuerdo al objetivo para el cual se usen. Por ejemplo, para una empresa interesada en planificar la ejecución de un pozo de manera de minimizar sus costos, puede resultar de gran utilidad, contar con índices muy detallados.

Para diseñar un sistema fiscal, se puede trabajar con un mayor nivel de agregación, teniendo en cuenta que necesitarse indicadores para ser aplicados a una misma región o formación, ciertas variables geológicas, pueden considerarse más constantes dentro de ese ámbito geográfico limitado. Por otra parte, al estar limitado también el tipo de recurso que puede explotarse es posible también que las alternativas tecnológicas se reduzcan. Finalmente, también pueden existir razones de economía administrativa, para mantener un régimen simplificado.

## **2. Características Provincia de La Pampa**

En el caso de la Provincia de la Pampa, por ocupar una zona de borde de cuenca, las formaciones productivas se encuentran a escasa profundidad, y los pozos que se perforan rara vez superan los 2000 metros de profundidad total.

Los costos varían significativamente en función de la distancia total de los pozos, y en muchos sistemas fiscales se tiene esto en cuenta. En La Pampa, al tener todos los pozos una extensión total relativamente corta, se puede trabajar con un sistema fiscal, más simplificado.

En la Tabla 1, se ilustran la profundidad mínima, máxima y promedio de los pozos perforados a diciembre del año 2019, de acuerdo a las informaciones de la Secretaria de Energía de la Nación, en distintas unidades de negocio, y formaciones productivas.

**TABLA 1 - Pozos al 31/12/2019 - Profundidad Total**

Formaciones	Total	Catriel	Centenario	Choyhoi	Formacion Improduc.	Punta Rosada	Sierras Blancas	Quintuco
<b>Medanito</b>								
<b>Promedio</b>	1.280.39	1.232.40	1.175.10	1.302.60	1.293.50	1.252.20	1.269.10	1.279.60
<b>Minimo</b>	940.00	1.201.00	940.00	1.065.00	998.00	1.107.00	1.040.00	940.00
<b>Maximo</b>	1.799.00	1.347.00	1.400.00	1.585.00	1.511.00	1.361.00	1.442.00	1.799.00
<b>Jaguel de los Machos</b>								
<b>Promedio</b>	1.344.24	1.223.00	1.506.00		1.421.60		1.353.35	1.370.16
<b>Minimo</b>	1.110.00	1.223.00	1.171.00		1.110.00		1.193.00	1.215.00
<b>Maximo</b>	1.689.00	1.223.00	1.325.29		1.689.00		1.603.00	1.490.00
<b>25 de Mayo</b>								
<b>Promedio</b>	1.387.85	1.301.50	1.410.80		1.380.55		1.387.69	1.377.47
<b>Minimo</b>	1.000.00	1.301.00	1.172.00		1.000.00		1.131.00	1.131.00
<b>Maximo</b>	2.201.00	1.302.00	1.807.00		2.201.00		1.748.00	1.807.00

Fuente: elaboración propia en base a datos del Capítulo IV

### 3. Regímenes propuestos

La presente propuesta, se basa en una metodología de cálculo común, pero tasas de regalías diferentes de acuerdo con las particularidades de cada concesión o yacimiento. Se presentan en tal sentido tres propuestas particulares, a saber:

- Régimen especial para evitar el cierre prematuro de pozos.
- Régimen especial para inversiones en exploración incrementales.
- Régimen especial para inversiones en desarrollo incrementales.

Para cada uno de estos casos, se adjuntan modelos de cálculo en planilla Excel.

Adicionalmente se proponen dos regímenes generales para:

- Estimular el desarrollo de almacenajes subterráneos de gas en yacimientos repletados de petróleo.
- Estimular el desarrollo inicial de recursos no convencionales tipo tight y shale.

El conjunto de medidas que se proponen debería, en cualquier caso, ser objeto de revisiones periódicas, para evaluar sus resultados, y los cambios necesarios.

Hay otras propuestas que podrían complementar este régimen. Por ejemplo, una regalía variable en función del precio del petróleo percibido por las empresas. No obstante, no se ha incluido una propuesta en tal sentido, porque su fundamentación, requeriría contar con algún estudio de costos. Una base para el mismo podrían ser las evaluaciones económicas de las certificaciones de reservas.

Al no tenerse acceso a dichas informaciones, no es posible en esta instancia fundamentar una propuesta.

**a. Régimen especial para evitar el cierre prematuro de pozos**

Los pozos en principio se cerrarán, cuando se llegue a su límite económico, es decir cuando el ingreso que generen sea igual al costo corriente de mantenerlo en estado productivo. Mas allá de este punto en tanto la declinación de la producción de los pozos supere la declinación de los gastos variables de operación y mantenimiento, el pozo arrojará pérdidas, y por lo tanto será más rentable detener la producción del mismo.

Los ingresos que produce el pozo, se reducirán de acuerdo a la tasa de declinación de la producción. Si el resto de los costos de operación y mantenimiento excluyendo la regalía, fueran fijos, entonces la única manera de mantener abierto el pozo, sería reduciendo en un porcentaje similar la tasa de regalías.

Por ejemplo, en el caso de las Concesiones otorgadas en el marco de la Ley 17.319 si producción cayera un 7 % por año, la tasa de regalía debería reducirse en ese mismo porcentaje pasando por ejemplo del 12 % al 5 %. Esto indica que en principio solo podría prolongarse la vida útil de un pozo por un corto lapso. No obstante, en las áreas otorgadas con una tasa de regalía muy superior al 12 %, será posible una reducción escalonada de la misma en el tiempo, y prolongar por más tiempo también la vida útil de los pozos.

Las certificaciones de reservas, suponen la existencia de flujos de fondos y asociados a los mismos, parámetros físicos, tales como producción total, pozos activos etc. Los pozos en actividad, se van reduciendo constantemente, hasta el cierre total de las instalaciones.

El objetivo del programa, debería ser mantener los pozos en actividad por un periodo de tiempo mayor al programado, y de esta manera aumentar la producción. Hay pozos entonces que pueden requerir una reducción de regalías, en el año 1, para permanecer abiertos, y otros que pueden requerirlo en el año 10.

Un programa de reducción de regalías para pozos de baja productividad, podría aplicarse a los pozos que alcanzan su límite económico, durante todo el periodo en que un yacimiento se encuentra en actividad, o bien a los pozos que alcanzan esa condición en el momento previo al cierre del yacimiento.

Si se aplica a todos los pozos que alcancen su límite económico entonces, el impacto en términos de producción incremental y regalías incrementales, puede

ser mayor, pero también serán mayores las dificultades que puede presentar el control del régimen.

La diferencia entre ambos impactos, dependerá de las características del yacimiento. En el Excel 1, hemos desarrollado dos ejemplos con tasas de regalías iniciales del 12 % que pueden ser reducidas hasta el 5 %, y con valores monetarios y físicos estimados. En el ejemplo 1, que se expone en la Tabla II, al aplicar el régimen a todos los pozos, deriva en una producción incremental del 6 % y aplicarlo solo a los pozos activos antes del cierre permite aumentar la producción en un 1 %.

**TABLA 2 Ejemplo 1 de producción incremental de pozos de baja productividad**

**Yacimiento 1**

**Reservas Probadas (P1)**

Año	Petróleo+ Condensado m3	Pozos Activos Petróleo #	Petróleo Pozos con cierre postergado #	Prod por dia por pozo m3/dia	Producción Incremental m3/dia	Produc. Incr/ Produc. Cte %
1.00	314.656	182				
2.00	256.144	190				
3.00	180.186	180	9	1.33	4.559	2.5%
4.00	134.080	169	11	1.33	5.326	4.0%
5.00	104.772	155	14	1.33	6.859	6.5%
6.00	84.612	142	13	1.33	6.254	7.4%
7.00	70.635	132	11	1.33	5.084	7.2%
8.00	59.850	115	17	1.33	8.311	13.9%
9.00	51.835	101	14	1.33	6.832	13.2%
10.00	45.687	76	25	1.33	11.889	26.0%
11.00	41.406	70	6	1.33	2.744	6.6%
12.00	37.808	64	7	1.33	3.308	8.8%
13.00	35.077	61	3	1.33	1.210	3.5%
14.00	28.843	58	3	1.33	1.654	5.7%
15.00	23.045	52	6	1.33	2.784	12.1%
16.00	20.248	42	9	1.33	4.554	22.5%
17.00	18.673	37	6	1.33	2.748	14.7%
18.00	17.191	33	4	1.33	1.977	11.5%
19.00	0	0	33	1.33	15.816	
Postergación cierre yac					15.816	1.0%
Totales	1.524.748.60				91.908	6.0%

**Fuente: elaboración propia**

Mientras que, en el segundo ejemplo, que se expone en la Tabla III, ambos conceptos son respectivamente del 3,8 % y 2,3 %.

**TABLA 3 Ejemplo 2 de producción incremental de pozos de baja productividad**

**Reservas Probadas (P1)**

Año	Petróleo+ Condensado  m3	Petróleo Pozos con cierre postergado  #	Prod por día por pozo  m3/día	Producción Incremental  m3/día	Produc. Incr/ Produc. Cte  %
1.00	578.734				
2.00	518.069				
3.00	462.760	10	0.78	2.879	0.6%
4.00	403.367	9	0.78	2.595	0.6%
5.00	356.668	10	0.78	2.808	0.8%
6.00	316.351	9	0.78	2.478	0.8%
7.00	283.781	13	0.78	3.610	1.3%
8.00	255.818	14	0.78	3.964	1.5%
9.00	232.568	8	0.78	2.289	1.0%
10.00	213.534	9	0.78	2.430	1.1%
11.00	195.964	19	0.78	5.380	2.7%
12.00	179.745	19	0.78	5.463	3.0%
13.00	167.130	17	0.78	4.707	2.8%
14.00	156.734	14	0.78	4.058	2.6%
15.00	147.570	16	0.78	4.483	3.0%
16.00	137.719	26	0.78	7.385	5.4%
17.00	130.949	23	0.78	6.512	5.0%
18.00	123.876	31	0.78	8.895	7.2%
19.00		403	0.78	113.966	
Postergación cierre yac				113.966	2.3%
Totales	4.861.337.89			183.902	3.8%

**Fuente: elaboración propia**

Para instrumentar este programa la tasa % de regalías, aplicable a un pozo inmediatamente antes de su cierre, sería la tasa de % de regalía inicial, menos tasa % de declinación de la producción del pozo. Estos parámetros pueden ser estimados a partir del valor que adoptan en los años previos al cierre del yacimiento, y que deberían poder observarse a partir de las tablas en base a las cuales se certifican las reservas de una empresa en un año determinado.

En los ejemplos desarrollados en el Excel 2, puede observarse el procedimiento de cálculo. Para el caso de áreas que se encuentran sujetas al régimen fiscal de la Ley 17.319, implicaría generalmente pasar de una sola vez del 12 % a la regalía mínima del 5 %. Por supuesto que, si las tasas iniciales fueran mayores al 12 %, entonces seguramente los impactos serían mayores dado que podrían mantenerse los pozos abiertos por un periodo mayor de tiempo. Para el caso de las áreas que han firmado contratos con Pampetrol, y tienen una regalía mayor, entonces la reducción podría darse en forma escalonada. Se adjuntan la Tabla 4, con un modelo de cálculo.

**TABLA 4 - Tasa de regalías para pozos baja procutividad**

**Modelo preliminar de calculo**

Concepto		Observaciones		
1	Producción			
	Año de cierre - 2	m3		Carga de datos
	Año de cierre - 1	m3		Carga de datos
2	Pozos activos			
	Año de cierre - 2	Cantidad		Carga de datos
	Año de cierre - 1	Cantidad		Carga de datos
3	Producción por pozo			
	Año de cierre - 2	m3/pozo	#####	
	Año de cierre - 1	m3/pozo	#####	
5	Tasa de declinación en la producción por pozo			
	Año de cierre -1	%	#####	
	Año de cierre	%	#####	
4	Tasa de regalías	%		Carga de datos
5	Tasa de declinación en la producción por pozo	%		Carga de datos
6	Tasa de regalías para pozos baja procutiv 1er año	%	0%	Valor minimo 5 %
	2do año	%	0%	Valor minimo 5 %
	3er año	%	0%	Valor minimo 5 %
	4to año	%	0%	Valor minimo 5 %

**Carga de Datos**

La producción beneficiada por una regalía menor, debería poder medirse, de manera tal de que, si por cualquier motivo el o los pozos en cuestión deja de producir, también caiga automáticamente el beneficio.

A partir de lo expuesto, consideramos que el programa de reducción de regalías, por pozos de baja productividad, debería ser estructurado caso por caso, teniendo en cuenta no solo los beneficios esperados en términos de producción incremental, sino también los costos que puede demandar su instrumentación tanto en materia de inversiones, gastos operativos, y gastos de control.

De este conjunto de circunstancias dependerá el nivel de detalle al cual podrá llegarse en cada caso. En un extremo si solo se aplicase al momento previo al cierre de un yacimiento es posible que las inversiones, costos operativos y administrativos se minimicen, pero también lo harán los beneficios esperados, que solo podrá observarse cuando llegue el momento previsto actualmente para el abandono.

- **Medida propuesta**

Se encomienda al Poder Ejecutivo Provincial, a través de los organismos que corresponda, diseñar e instrumentar esquemas de reducción de regalías, para pozos de baja productividad, con el objetivo de prolongar su vida útil, conforme a los siguientes lineamientos:

- a) Cada Concesión o Yacimiento que tenga costos operativos de producción substancialmente diferentes, podrá tener un esquema particular.
- b) El esquema preverá una tasa de regalía decreciente a medida que la producción por día por pozo en extracción efectiva disminuya.
- c) A los efectos de determinar los parámetros técnicos aplicables, se tomarán en cuenta las informaciones sobre flujos de fondos del área o yacimiento en cuestión en las cuales se basen las Certificaciones Anuales de Reservas, remitidas en función de lo dispuesto por la Resolución Secretaria de Energía N° 324/2006, suministrados a la Provincia, hasta el 31 de marzo del año 2020.
- d) En caso de que esta información resultara insuficiente, podrán tomarse datos de Certificaciones de Reservas de áreas de características similares, suministrados a la Provincia, hasta el 31 de marzo del año 2020.
- e) El esquema así diseñado, se instrumentará teniendo en cuenta las modalidades contractuales en que se enmarque la participación privada y considerando el grado de detalle en su aplicación, que permitan las instalaciones de medición.

Se adjunta como Excel 2, modelo en planilla de cálculo y ejemplos.

### **b. Régimen especial para inversiones en exploración incrementales**

Al diseñar una propuesta de régimen de regalías, se debe partir de un diagnóstico de la región en el cual se pretende aplicar. En el caso de la Provincia de La Pampa, existe un número importante de pozos exploratorios perforados recientemente.

No obstante, pueden existir otras oportunidades de exploración en áreas remanentes, y en diferentes permisos de exploración que no estarían registrando actividad. De no existir programas de trabajo con el financiamiento necesario para su ejecución, podría instrumentarse un régimen de promoción consistente en un

crédito fiscal aplicable a la producción que resulte de un nuevo descubrimiento en las mismas. Al procederse de esta manera se tiene mayor certeza de que el esfuerzo fiscal involucrado solo se materializara en la medida en que el mismo de lugar a una producción incremental. Como contrapartida, no se comparte con las empresas inversoras el riesgo derivado de posibles fracasos exploratorios.

Los créditos fiscales necesarios para que la actividad de exploración se estimulada efectivamente, son difíciles de determinar si información sobre los prospectos existentes. El enfoque proponemos en este sentido es partir de un porcentaje del 70 % de las inversiones en exploración.

Una forma de determinar los montos aproximados de estos créditos fiscales, es partir del valor de las Unidades de Trabajo tal como las mismas se establecen en los programas exploratorios mínimos comprometidos.

Pero al proceder de esta forma debe tenerse cuidado de comprender adecuadamente como se han construido estas tablas. En el Anexo B Unidades de Trabajo, se analizan algunos casos. Se emplea asimismo el detallado estudio de inversiones elaborado en el ámbito de la Secretaria de Energía en el año 2003, para determinar los costos de producción de gas natural, en distintas cuencas y formaciones del país.

A partir de dicho análisis se recomienda partir de las escalas de UT propuestas para la Licitación Pública Nacional e Internacional para la Exploración, Desarrollo y Explotación del área Medanita Sur<sup>175</sup> y ajustar las mismas por los conceptos no considerados. Incluyendo un 10 % por entubación, un 30 % por gastos de terminación y completamiento, y un ajuste de u\$s 7000 a u\$s 8000 por depreciación del dólar. Inicialmente se propone que el crédito fiscal no supere el 70 % del monto calculado en base a dicha planilla, no obstante, este es un parámetro que podría ser modificado en base a consideraciones de política energética. En la Tabla 5, se exponen los resultados alcanzados.

---

<sup>175</sup> <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2353>

**TABLA 5 Crédito Fiscal para nuevos proyectos exploratorios.**

**VALOR DE LA UNIDAD DE TRABAJO: U\$S 8000 (Dolares ocho mil)**

Tipo de Trabajo	EQUIVALENCIA EN UNIDADES DE TRABAJO (UT)		
1	<b>GEOFISICOS</b>		
1.1	<b>SISMICA</b>		
	Registro de Sismica 2 - D de reflexión (km)		0.12
	Reprocesamiento Sismica 2 - D (km)		0.012
	Registro de Sismica 3 - D (km2)		1
	Reprocesamiento Sismica 3 - D (km2)		0.025
1.2	<b>MAGNETOMETRIA (km2)</b>		0.002
1.3	<b>LEVANTAMIENTO AERO - GRAVIMETRICO</b>		0.9
	(km Lneal Volado)		
1.4	<b>GRAVIMETRIA TERRESTRE (km2)</b>		0.012
2	<b>POZOS DE EXPLORACION (X)</b>		
	Profundidad perforada	1000 metros	100.
		2000 metros	143.
		3000 metros	295.
		4000 metros	523.
		5000 metros	809.

<b>Ajuste por entubación</b>	<b>10%</b>
<b>Ajuste por terminación o completamiento</b>	<b>30%</b>

- Medida propuesta

Se encomienda al Poder Ejecutivo Provincial, a través de los organismos que corresponda, diseñar e instrumentar un esquema de créditos fiscales, que se puedan aplicar al pago de regalías, de la producción proveniente de nuevos descubrimientos.

- a) El crédito fiscal, podrá ser aplicado exclusivamente a nuevos compromisos de exploración que se asuman con fecha posterior al dictado de la presente medida.

- b) Los nuevos compromisos de exploración en áreas remanentes orientados hacia nuevos descubrimientos, o permisos de exploración, se presentarán bajo la modalidad de Unidades de Trabajo.
- c) Las escalas de Unidades de Trabajo a aplicar, se basarán en las previstas Licitación Pública Nacional e Internacional para la Exploración, Desarrollo y Explotación del área Medanito Sur, ajustadas por estimaciones de las inversiones no contempladas en entubación, terminación y completamiento, y desvalorización del dólar norteamericano.
- d) El crédito fiscal, será establecido en dólares estadounidenses, y no podrá superar el 70 % del valor de las Unidades de Trabajo que correspondan a la inversión en exploración que se comprometa.
- e) Es condición necesaria poder aplicar este régimen efectuar la declaración de comercialidad de un nuevo descubrimiento derivado de las mismas.
- f) El crédito fiscal, solo podrá ser empleado para compensar el pago de las regalías que correspondan a la producción originada en un nuevo descubrimiento, originado en estas inversiones.

Se adjunta como Excel 3, modelo en planilla de cálculo y ejemplo de cálculo.

### **c. Régimen especial para inversiones en desarrollo incrementales**

Este régimen busca obtener mayores compromisos de inversión en desarrollo que los que actualmente existen. Los compromisos existentes, en principio deberían reflejarse en los informes de Certificaciones de Reservas, bajo el concepto de reservas no desarrolladas. Por lo tanto, todo proyecto que se inscriba bajo este régimen ha de tener como correlato inevitable un aumento en las reservas no desarrolladas en la provincia de la Pampa.

Bajo este régimen podrían darse diferentes casos:

- a) Reparación de pozos.
- b) Nuevas perforaciones de pozos productivos.
- c) Nuevos proyectos de recuperación secundaria o terciaria.
- d) Reingreso a formación.
- e) Otras instalaciones que permitan extender la vida útil de un pozo.

Las Certificaciones de Reservas y Recursos Contingentes, pueden ser de utilidad para identificar oportunidades de inversión, que podrían ser estimuladas

con un nuevo régimen de regalías. En el Anexo C, se efectúa un análisis preliminar de estas oportunidades.

Los créditos fiscales necesarios para que estimular efectivamente inversiones adicionales en desarrollo son difíciles de determinar si información sobre los proyectos que han sido evaluados por los operadores y que no han sido implementados por razones económicas. El enfoque proponemos en este sentido es partir de un porcentaje del 70 % de las inversiones incrementales en desarrollo.

A los efectos de determinar los montos a considerar en materia de créditos fiscales, existe a nuestro entender dos alternativas. Una primera fuente de información, son los propios flujos de fondos de las Certificaciones de Reservas, que permiten obtener algunos valores de inversión promedio, por ejemplo, para perforación y reparación de pozos. La limitación de esta información es que por su nivel de agregación no permite identificar montos para ciertas inversiones, tales como nuevos proyectos de recuperación secundaria y terciaria, y/o reingresos a formación.

La segunda posibilidad sería establecer una equivalencia en términos de Unidades de Trabajo, para cada una de las acciones, previstas en desarrollo y explotación. Una buena guía de los conceptos a incluir nos la brinda la Resolución SE N° 2057/2005, cuyo detalle se expone en el Excel 4.

En el marco del presente informe, presentamos un propuesta de Unidades Trabajo para desarrollo, que consiste, en considerar para los trabajos de geofísica el valor de las UT consideradas para los inversiones en exploración, y para los pozos de avanzada y desarrollo, considerar también las UT de exploración, pero multiplicadas por un factor que se estimó como la razón entre la inversión entre tipo de pozos, que surge del Estudio sobre Costo de Gas en Boca de Pozo realizado en el ámbito de la Secretaria de Energía en el año 2003. Estos valores se exponen en la Tabla 6

**TABLA 6 Razon entre inversiones de distinto tipo.**

	Huitrin - LaTosca MMu\$s	Mulichinco MMu\$s	Sierras Blancas- Lotena MMu\$s	Grupo Cuyo inferior MMu\$s
Avanzada/Exploración	95.0%	95.7%	93.0%	96.0%
Desarrollo/Exploración	87.1%	88.0%	85.7%	88.0%
Profundidad (mt)	1350	2000	3200	3200

**Fuente: elaboracion propia en base a datos de la Secretaria de Energía.**

Tomando en cuenta todos estos ajustes la Tabla 7 muestra los resultados alcanzados.

**TABLA 7 Crédito fiscal para nuevos proyectos de desarrollo.**

**VALOR DE LA UNIDAD DE TRABAJO: U\$S 8000 (Dolares ocho mil)**

Tipo de Trabajo	EQUIVALENCIA EN UNIDADES DE TRABAJO (UT)		
1	<b>GEOFISICOS</b>		
1.1	<b>SISMICA</b>		
	Registro de Sismica 2 - D de reflexión (km)		0.12
	Reprocesamiento Sismica 2 - D (km)		0.012
	Registro de Sismica 3 - D (km2)		1
	Reprocesamiento Sismica 3 - D (km2)		0.025
1.2	<b>MAGNETOMETRIA (km2)</b>		0.002
1.3	<b>LEVANTAMIENTO AERO - GRAVIMETRICO</b>		0.9
	(km Lneal Volado)		
1.4	<b>GRAVIMETRIA TERRESTRE (km2)</b>		0.012
2	<b>POZOS DE EXPLORACION (X)</b>		
	Profundidad perforada	1000 metros	80.
		2000 metros	114.
		3000 metros	236.
		4000 metros	419.
		5000 metros	648.

Ajuste por entubación	10%
Ajuste por terminación o completamiento	30%
Ajuste por Desarrollo / Exploración	-20%

Entendemos que los valores hallados deberían ser cotejados, al menos con aquellas inversiones unitarias que surjan de las Certificaciones de Reservas y Recursos. Hemos incluido en el Excel 4, un ejercicio ficticio en tal sentido.

Se mantiene la propuesta de que el Crédito Fiscal calculado no supere el 70 % del valor de las UT comprometidas. Este porcentaje podría ser ajustado en el futuro en función de nuevos estudios.

Entendemos también, que el tipo de inversión considerada no agota el tipo de inversiones incrementales en desarrollo, tal como lo demuestra el Anexo de la Resolución SE N° 2057/2005. Pero escapa al alcance de este estudio poder proponer equivalencias en UT para cada uno de estos conceptos. En cualquier caso, el monto de crédito fiscal a otorgar no debe ser necesariamente el monto total de la inversión comprometida, sino un monto suficiente para que la inversión se materialice.

Los montos a otorgar en concepto de créditos fiscales, deberían poder aplicarse solo a la producción incremental que resulte. Esto puede requerir establecer una curva de producción base, para cada unidad previo a la aplicación del programa, y aplicar solo el crédito fiscal obtenible a las regalías correspondientes a la producción incremental. Se sugiere partir de los flujos de producción estimados que se adjunta en la última Certificación de Reservas, para Reservas Probadas y Probables, y establecer que solo podrían aplicarse dichos créditos a la producción que exceda dicha curva.

No obstante, el valor resultante, de las UT, consideramos que es un valor conservador comparado con los valores estimados en Alberta Canadá. Por ejemplo, para un pozo de 2000 mt, el valor obtenido a partir de nuestra propuesta es de u\$s 915.200, y el crédito fiscal de u\$s 640.000 mientras que, de acuerdo al régimen actual de Alberta Canadá, el valor que se estima actualmente para ser deducido del cálculo de regalías, sería como mínimo de u\$s 1.540.000, y podría ser incluso superior, si se emplease apuntalante en las operaciones.

**TABLA 8 Comparación de regímenes de regalías.**

Pozo Vertical 2000 mts.		2000 mts
Apuntalante		0 tn
Sismica		0 m2
Alberta/Canada		
ACCI	2.048.670.00	u\$s canadienses
	1.540.353.38	u\$s estadounidenses
British Columbia / Canada		
Credito Fiscal	.000	u\$s canadienses
Provincia de la Pampa		
Valor propuesto de UT	915.200.00	
Credito fiscal propuesto	640.640.00	
Prov La Pampa/Alberta	42%	

Sin embargo, las diferencias también pueden acortarse dado que régimen propuesto para La Pampa, identifica como inversiones diferentes las vinculadas a estudios geofísicos, y también podría identificar inversiones de otros conceptos, tales como instalaciones de superficie y reparación de pozos. Estos conceptos no están individualizados en el régimen de Alberta, de manera que puede pensarse que los mismos se encuentran subsumidos en sus estimaciones de costos de pozos.

Por el contrario, en el caso de British Columbia Canadá, un pozo de 2000 mts, no recibiría crédito fiscal alguno, ya que no calificaría como pozo profundo.

- Medida propuesta

Se encomienda al Poder Ejecutivo Provincial, a través de los organismos que corresponda, diseñar e instrumentar un esquema de créditos fiscales, que se puedan aplicar al pago de regalías, de la producción proveniente de inversiones en desarrollo incrementales.

- a) El crédito fiscal, solo podrá ser calculado sobre nuevos compromisos de inversiones en desarrollo que se comprometan con el Gobierno de la

Provincia de la Pampa, con fecha posterior al dictado de la presente medida.

- b) Solo se aplicará a inversiones que generen una producción incremental, lo cual se acreditará por el volumen de reservas probadas y probables no desarrolladas incorporadas por el nuevo proyecto, certificados de acuerdo a los procedimientos previstos en la Resolución Secretaria de Energía N°324/2006.
- c) La Secretaria de Energía de la Provincia de la Pampa, establecerá el valor de las Unidades de Trabajo, para inversiones incremental típicas en desarrollo, teniendo en cuenta para ello la mejor información disponible.
- d) El crédito fiscal, será establecido en dólares estadounidenses, y no podrá superar el 70 % del valor de las UT comprometidas
- e) El crédito fiscal, solo podrá ser empleado para compensar el pago de las regalías que correspondan a la producción originada en el desarrollo incremental.

Se adjunta como Excel 4, modelo en planilla de cálculo y ejemplo de cálculo.

#### **d. Proyectos especiales**

Se considera bajo este concepto al menos dos tipos de proyectos:

##### **i. Almacenaje subterráneo de gas natural.**

La Provincia de la Pampa, por su cercanía a los más importantes ductos de transporte de gas natural, y la poca profundidad de sus yacimientos, cuenta con algunas ventajas para promover la conversión de yacimientos de petróleo depletados en Almacenajes Subterráneos de Gas Natural. Como uno de los elementos que contribuyen a viabilizar este tipo de inversiones, es la recuperación adicional de líquidos que permite, el programa en cuestión consistiría en reducir o eximir de regalías, a estos volúmenes adicionales que se recuperen. Adicionalmente, aunque escapa al alcance de este trabajo, contribuiría a promover el desarrollo de este tipo de inversiones, el establecer un marco jurídico específico, que cree la figura de "Concesión de Almacenaje", y que regule diversos aspectos de la misma tales como plazo de duración, condiciones tributarias provinciales que se aplicarían a lo largo del proyecto, etc.

- Medida propuesta

La producción incremental de petróleo, que se genere como consecuencia de proyectos en yacimientos depletados de petróleo que se transformen en Almacenes Subterráneos de Gas Natural, pagaran una regalía del 5 %.

## **ii. Producción de shale gas y shale oil.**

Consideramos que podría establecerse un régimen de promoción para eventuales explotaciones de este tipo que permita competir de manera más efectiva con la Provincia de Neuquén en atraer inversiones. La propuesta que se plantea tiene como objetivo estimular el desarrollo de pruebas piloto.

- Medida propuesta

La producción de petróleo, condensado y gas natural, que se obtenga de yacimientos no convencionales, de formaciones de shale, pagara por el termino de 10 años, desde el inicio de la producción, una regalía del 5 %.

#### **4. Anexo A Indicadores físicos en la industria y en los sistemas fiscales**

##### **a. El caso de la actividad de perforación y completamiento**

El objetivo de este Anexo es poner de manifiesto la complejidad que presenta estimar los costos en el up stream petrolero. El diseño de Sistemas Fiscales, que resulten eficientes para capturar la renta y al mismo tiempo neutrales, para no desalentar actividades productivas es una actividad compleja en la medida en que las situaciones que pueden presentarse sean altamente heterogéneas.

Hay sistemas fiscales que se basan en la contabilidad de costos de los contratos, tal como ocurre en general en los Contratos de Producción Compartida, pero esto tiene el inconveniente de la asimetría de información y la presencia de objetivos contrapuestos entre las partes de un mismo contrato.

Otros sistemas fiscales, se diseñan a partir de indicadores físicos, en función de los cuales se estiman escalas, tasas y créditos, asociados a los instrumentos fiscales. Estos indicadores físicos, deberían ser fácilmente observables, para evitar los problemas de asimetría de información, y proveer incentivos hacia una operación eficiente.

Estos indicadores físicos, dentro de una metodología ABC, o sea costos basados en actividades, deberían ser conductores de costos. O sea, actividades cuya realización o no, o bien cuya magnitud, produzca una variación de costos.

El grado de detalle necesario de estos indicadores físicos, cambiaría de acuerdo al objetivo para el cual se usen. Por ejemplo, para una empresa interesada en planificar la ejecución de un pozo de manera de minimizar sus costos, puede resultar de gran utilidad, contar con índices muy detallados.

Para diseñar un sistema fiscal, se puede trabajar con un mayor nivel de agregación, teniendo en cuenta que necesitarse indicadores para ser aplicados a una misma región o formación, ciertas variables geológicas, pueden considerarse más constantes dentro de ese ámbito geográfico limitado. Por otra parte, al estar limitado también el tipo de recurso que puede explotarse es posible también que las alternativas tecnológicas se reduzcan. Finalmente, también pueden existir razones de economía administrativa, para mantener un régimen simplificado.

No obstante, el contrastar ambos tipos de indicadores físicos, esto es aquellos que tienen un gran nivel de detalle, con aquellos que son más agregados, es una tarea que puede resultar de utilidad, para comprender los alcances y limitaciones del diseño del sistema fiscal.

Para esto nos centraremos en una actividad de gran incidencia en los costos totales que es la perforación.

## **b. Complejidad de la actividad de perforación**

Al referirnos a los costos de perforación de pozos, es necesario tener en cuenta que existe una gran variedad de diseño, de técnicas de perforación, de geológicas diversas, y de eventos que pueden ocurrir.

La geología de la formación en el sitio y la ubicación del depósito objetivo es un factor principal que influye en el costo de perforación. Las formaciones geológicas varían en todo el mundo y, de hecho, dentro de la misma cuenca productora. Las formaciones duras, abrasivas y heterogéneas suelen tener tasas de penetración bajas, fallas frecuentes de la sarta de perforación y una desviación significativa de la trayectoria planificada.

Los reservorios profundos generalmente se caracterizan por baja permeabilidad, alta temperatura y presión, crecimiento de fracturas complejas y regímenes de estrés, y contaminantes como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S que aumentan la complejidad del pozo y requieren que los operadores lidien con una serie de problemas relacionados con la seguridad y el desempeño operativo.

Los métodos de perforación utilizados para hacer el pozo dependen de la formación geológica y la tecnología aplicada, la cantidad de información conocida sobre la formación, la experiencia y preferencias del operador, el equipo disponible y la experiencia y ejecución del contratista de perforación.

Las características del pozo están especificadas por el plan de perforación, la ubicación del depósito objetivo y las condiciones encontradas durante la perforación.

La hidráulica de la barrena tiene una gran influencia en la eficiencia de la perforación y su función es compleja<sup>176</sup>, ya que está estrechamente vinculada a

---

<sup>176</sup> Ya sea que esté perforando un pozo vertical o de alcance extendido, una densidad de circulación equivalente (ECD) que sea demasiado baja o demasiado alta puede causar serios problemas de perforación o comprometer el presupuesto de su proyecto. Una operación de perforación exitosa depende en gran medida de lograr un ECD óptimo. El modelado preciso y la hidráulica de perforación optimizada son

otras variables de perforación, como la litología, el tipo de barrena, las condiciones del fondo del pozo, los parámetros mecánicos de perforación, el sistema de circulación y el lodo de perforación.

Las características del sitio, como la profundidad del agua, la experiencia de los operadores en la región y las condiciones ambientales esperadas, influyen en la decisión del operador con respecto a la selección del contrato y el tipo de plataforma, que a su vez influyen en las métricas de rendimiento de la perforación.

Los eventos exógenos como tuberías atascadas, condiciones climáticas adversas y fallas mecánicas no se pueden predecir y pueden tener un impacto significativo en el tiempo y el costo de perforar un pozo.

#### **i. Los pozos direccionales.<sup>177</sup>**

Una característica importante a los efectos de este estudio, dado que ha sido reflejada en los indicadores físicos, es el caso de los pozos direccionales.

Dentro de los desarrollos tecnológicos en materia de perforación la perforación direccional ocupa un lugar destacado.

Inicialmente al introducirse técnicas de perforación rotatoria, en sustitución de los equipos de herramientas con cable más antiguos y utilizados tradicionalmente, la mayoría de los pozos se perforaron verticalmente, directamente hacia el interior del yacimiento. Se consideraba que estos pozos eran verticales, aunque estudios posteriores de pozos realizados demostraron que los mismos estaban lejos de ser verticales.

El primer caso registrado de un pozo perforado deliberadamente a lo largo de un curso desviado fue en California en 1930. Este pozo fue perforado para explotar un reservorio, que estaba más allá de la costa debajo del Océano Pacífico.

El siguiente uso registrado de perforación direccional fue en 1934. Se perforó un pozo desviado para matar un reventón en el campo Conroe en Texas (Inglis, 1987); un reventón es la liberación incontrolada de petróleo crudo o gas de un pozo de petróleo o gas.

El aumento en la demanda de petróleo después de la Segunda Guerra Mundial llevó a la industria a áreas de exploración más remotas y hostiles. Grandes depósitos de petróleo y gas se ubicaron en alta mar, donde los costos de

---

cruciales. Permite a los ingenieros planificar con anticipación, mejorando así la eficiencia de la perforación, reduciendo el riesgo y disminuyendo el tiempo no productivo (NPT).

<sup>177</sup> Un pozo que requiere el uso de herramientas o técnicas especiales para asegurar que su trayectoria contacte un objetivo determinado en el subsuelo, ubicado generalmente lejos (en contraposición a "directamente debajo") de la localización del pozo en la superficie.  
[https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/d/directional\\_well](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/d/directional_well)

perforación son muy altos. En tal sentido, sin técnicas de perforación direccional, como, por ejemplo, perforar múltiples pozos desde una plataforma central, muchos campos costa afuera no hubieran sido económicamente viables.

Las mejoras en las herramientas y técnicas de perforación direccional, junto con los avances en las técnicas de producción, han llevado a un aumento constante en la proporción de pozos perforados direccionalmente en lugar de verticalmente. A medida que la búsqueda de petróleo se extiende a entornos cada vez más hostiles y exigentes, esta tendencia continúa incluso hoy.

### c. Indicadores de perforación

Se han realizado y continúan realizando esfuerzos para sistematizar y estandarizar la información de costos, para múltiples usos. Por ejemplo, estos índices se emplean en la planificación de las actividades, lo cual permite reducir costos. Asimismo, una vez ejecutadas las actividades estos índices pueden servir de referencia, para medir la propia eficiencia.

Por ejemplo, es común intentar capturar las mejores prácticas en comparación con un pozo ideal o compensaciones. En el enfoque del límite técnico, por ejemplo, se describe un nivel de rendimiento definido como el "mejor posible" para un conjunto dado de parámetros de diseño. Esto permite a los ingenieros comparar y contrastar una variedad de factores que afectan la perforación y desarrollar modelos que describen el comportamiento de las métricas de desempeño.<sup>178</sup>

De acuerdo a Kaiser (2007)<sup>179</sup> las comparaciones de rendimiento se realizan principalmente pozo por pozo, real versus plan, o bien se busca correlacionar los costos con indicadores de rendimiento, métricas o parámetros de perforación.

Para evaluar las diferencias que existen en la perforación de pozos y comparar costos, es necesario establecer relaciones estadísticamente confiables entre las métricas de desempeño y los factores que impactan la perforación. Siempre de acuerdo a este autor, se utilizan dos métodos para comparar el rendimiento de la perforación.

**a) Estudio de campos controlados.** El primer método se basa en un diseño experimental y estudios de campo controlados. Por lo general, se varían uno o más

---

<sup>178</sup> Ver por ejemplo, Bond, D.F., Scott, P.W., Page, P.E. y Windham, T.M. (1996). *Applying Technical Limit Methodology for Step Change in Understanding and Performance*. Paper SPE 35077, presentado en la conferencia de perforación IADC/SPE celebrada en Nueva Orleans.

<sup>179</sup> Kaiser (2007) publicó un trabajo muy citado posteriormente denominado "Survey of Drilling Cost and Complexity - Estimation Models" Publicado en el International Journal of Petroleum Science and Technology ISSN 0973-6328 Volume 1, Number 1 (2007), pp. 1–22

parámetros del proceso de perforación y se examina el impacto de la (s) variable (s) en las medidas de producción, como la tasa de penetración (ROP) o el costo por pie. La más común es la prueba de "velocidad de perforación", en la que el perforador experimenta con varios ajustes de peso en la barrena (WOB) y rotaciones por minuto (RPM), y luego selecciona los parámetros que dan como resultado la ROP más alta. Los estudios de campo controlados suelen ser la mejor manera de comprender las relaciones entre los factores de perforación bajo un conjunto de condiciones que están estrictamente controladas. Los resultados analíticos que se derivan de los estudios de campo a menudo se basan en principios de ingeniería y científicos específicos de las condiciones del pozo, el diseño experimental, el equipo y el contratista y, por lo tanto, la capacidad de generalizar los resultados a otros pozos y ubicaciones puede ser limitada. Todos los esquemas de optimización utilizan un proceso comparativo similar para identificar los parámetros que producen los mejores resultados en relación con otras configuraciones.

**b) Evaluación agregada de datos.** Siguiendo a Kayser (2007) el segundo método para estudiar los efectos de los factores se basa en una evaluación agregada de datos de pozos recopilados de una variedad de contratistas de perforación, ubicaciones y pozos. En este método, se recolectan datos que caracterizan un conjunto de pozos y se establecen relaciones entre las variables con base en técnicas de modelado empírico. El enfoque agregado para el análisis utiliza un conjunto de datos de perforación y busca descubrir relaciones entre varios factores de perforación y el costo y la complejidad del pozo.

**b.1) Modelos de uso privado interno.** No siempre estos indicadores son de acceso público. La evaluación del rendimiento de la perforación, a lo largo de los años, se ha realizado con una amplia variedad de modelos de costos y complejidad dentro de las empresas de ingeniería y servicios. Pero estas técnicas suelen ser específicas de la empresa, de carácter confidencial, y, por lo tanto, no disponible para análisis. Curry (2005)<sup>180</sup>

**b.2) Modelos que se ofrecen al mercado.** De acuerdo a Barreto Ferreira (2018)<sup>181</sup>. En el mercado, existen varios índices disponibles. El Rushmore Drilling Index (RDI) proporciona una base de datos de perforación global de indicadores clave de rendimiento en más de 50.000 pozos de más de 200 empresas en más de

---

<sup>180</sup> Curry, F. A. (2005, February 23-25). Technical Limit Specific Energy - An Index to Facilitate Drilling Performance Evaluation. *SPE/IADC Drilling Conference*.

<sup>181</sup> Luia Abinande Barreto Ferreira (2018) *Development of the Enhanced Directional Difficulty Index to forecast directional drilling complexity* Thesis to obtain the Master of Science Degree in

100 países.<sup>182</sup> El Índice de Riesgo Mecánico (IRM) emplea variables primarias e indicadores cualitativos para medir los riesgos y la complejidad de la perforación. La Encuesta de Asociación Conjunta (JAS) estima el costo de perforación utilizando datos de encuestas y modelos de regresión cuadrática construidos a partir de cuatro variables descriptivas. Hay otros índices tales como: el índice de dificultad direccional (DDI), que proporciona una evaluación de la dificultad relativa que se encuentra al perforar un pozo direccional; el Índice de Complejidad de Perforación (DCI) <sup>183</sup> es una herramienta utilizada para medir la complejidad de un pozo y; el Índice de Dificultad (DI) que caracteriza la dificultad esperada en la perforación de un pozo de alcance extendido.

Al comparar estos indicadores Barreto Ferreira (2018), propone un cuadro, que se reproduce como TABLA A1.

**TABLA A 1 - Comparación de Indicadores Físicos**

Indices	Enfasis sobre el proceso completo de perforación	Enfasis sobre la perforación direccional	Enfasis sobre la complejidad / performance	Enfoque sobre costos	Herramienta de optimización	Muchas variables (Complejo)	Pocas variables (Simple)
JAS				X			
IRM	X		X			X	
IDD		X	X	X	X		X
ID		X	X			X	
DCI	X		X	X	X	X	
MSE		X			X		X

Fuente: Barreto Ferreira (2018)

En este trabajo, nos referiremos en detalle a cuatro de estos indicadores, y a tal efecto para cada uno de ellos identificaremos los siguientes puntos:

- Historia. Se trata de situar el desarrollo del indicador en el contexto que le dio origen.
- Objetivos. Cada indicador fue desarrollado con algunos objetivos particulares.

<sup>182</sup> Respecto del desarrollo histórico de esta base de datos, ver [Peter Rushmore](#) Anatomy of the "Best In Class Well": How Operators Have Organised the Benchmarking of their Well Construction and Abandonment Performance Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, March 2011. Paper Number: SPE-140172-MS

<sup>183</sup> En el caso de Wintershall, ver Nzeda, B., Schamp, J., y Schmitt T (2014) IADC/SPE 167932, "Development of Well Complexity Index to Improve Risk and Cost Assessments of Oil and Gas Wells".

- Variables primarias. En general los indicadores, se estructuran a partir de un árbol de conductores de costos, los conductores más generales, se denominan variables primarias,
- Extensiones. Estas variables primarias se desagregan en otros factores más específicos. Como se verá no todos los índices introducen variables adicionales como extensiones.
- Validez. La validez del indicador, para una aplicación particular, depende de cómo el mismo ha sido desarrollado, cual es la base empírica que lo sustenta, tanto en cuanto a las funciones matemáticas adoptadas, como en cuanto a los datos con base en los cuales se han estimado o se estiman sus parámetros.

#### **d. JAS - Encuesta conjunta de asociaciones**

##### i. Historia

El JAS sobre costos de perforación se ha realizado en los Estados Unidos desde 1954 en cooperación con el American Petroleum Institute, la Independent Petroleum Association of America y la Mid-Continent Oil and Gas Association.

Las primeras encuestas de costos se realizaron en 1944, pero en general se reconoce que 1954 fue el inicio oficial de la JAS. Desde 1959, los datos de JAS se han recopilado y publicado anualmente. El propósito de la JAS es proporcionar información relacionada con el costo de perforación y los gastos para encontrar, desarrollar y producir petróleo y gas en los Estados Unidos. La JAS es la única publicación en los EE. UU. que contiene datos anuales de costos de perforación en alta mar y estado por estado, y la industria, la academia y el gobierno la consideran una fuente principal de información.

Los cuestionarios se envían por correo a los operadores para verificar la información sobre las terminaciones de pozos realizadas durante el año y para proporcionar datos de costos para cada pozo perforado. Los pozos reingresados, reacondicionamientos, pruebas stratigráficas, pruebas de núcleos y pozos de servicio se excluyen de la consideración, y los pozos iniciados en el año de la encuesta, pero no completados no se informan.

La tasa de respuesta de la encuesta varía, pero por lo general, entre el 40% y el 50% de los operadores responden a la solicitud de información, lo que representa entre el 40% y el 60% del número total de pozos y metraje perforado durante el año. Dado que no todos los operadores responden a la encuesta, es necesario estimar el costo de perforación de los pozos no declarados. El JAS logra esta tarea mediante la construcción de modelos para inferir el costo esperado de perforación

de pozos no declarados. Los costos estimados del modelo se agregan a los costos informados para obtener los gastos totales estimados para el año.

## ii. Objetivo

La base JAS está desarrollado para estimar costos estándar, de todo tipo de pozos, y permite efectuar ciertas regresiones cuadráticas respecto de algunos conductores de costo, como la profundidad vertical, y la profundidad total.

## iii. Variables primarias

La ubicación geográfica de cada pozo se especifica como costa afuera o en tierra y se declara el tipo de pozo (exploratorio, de desarrollo) y la clase de pozo (petróleo, gas, seco). Un pozo en alta mar se define como un pozo que tiene fondo en, o produce desde, un punto que se encuentra en la costa del mar. Los pozos costa afuera se clasifican además según jurisdicción estatal o federal.

La distinción entre pozo exploratorio y de desarrollo se define de acuerdo con la convención: los pozos que se perforan en un área no probada para agregar reservas se definen como pozos exploratorios, mientras que los pozos perforados para producir reservas conocidas son pozos de desarrollo. La delimitación de pozos es algo ambigua, ya que la mayoría de los pozos suelen producir una combinación de petróleo y gas. En la encuesta JAS, un pozo "petrolero" es un pozo terminado para la producción de petróleo crudo de al menos una zona petrolera o yacimiento, mientras que un pozo "gas" es uno que puede producir hidrocarburos que existen inicialmente en fase gaseosa.

Los pozos de gas condensado se registran como pozos de gas. Un pozo seco se define como un pozo incapaz de producir petróleo o gas en cantidades suficientes para justificar su terminación.

La profundidad total del pozo es el total de pies de penetración perforados en el pozo, incluida la profundidad del agua y todo el metraje posterior tapado, pero excluyendo el metraje anulado de la perforación de desvío.

La dirección del pozo se clasifica en vertical u horizontal.<sup>184</sup> La perforación direccional y horizontal se lleva a cabo en ángulo, u horizontalmente, para aumentar

---

<sup>184</sup> Un subconjunto del término más general "perforación direccional" utilizado cuando la desviación del pozo respecto de la vertical excede aproximadamente los 80 grados. Obsérvese que algunos pozos horizontales son diseñados de manera tal que después de alcanzar la horizontal verdadera de 90 grados, el pozo concretamente puede comenzar a perforarse en forma ascendente. En esos casos, el ángulo de más de 90 se continúa, como en 95 grados, en vez de considerarse una desviación respecto de la vertical, que sería de 85 grados. Dado que un pozo horizontal generalmente penetra una mayor longitud de yacimiento, puede ofrecer

el área de la superficie de la intersección entre el pozo y la capa objetivo de formación.

La mayor parte del metraje en tierra era vertical, mientras que el metraje total en alta mar era principalmente direccional. Los pozos se evalúan después de que la barrena alcanza la profundidad objetivo. Se puede utilizar una prueba de vástago de perforación para evaluar las tasas de flujo de hidrocarburos, e integrar estos datos con registros y otras pruebas que conduce a la decisión de finalización.

El costo total de un pozo seco incluye el costo de colocar tapones de concreto<sup>185</sup> y remover el revestimiento, como lo requieren las regulaciones locales / estatales / federales. El costo total de un pozo de producción incluye el costo hasta la terminación e instalación del árbol de navidad<sup>186</sup>. Los costos de finalización generalmente incluirán el costo de revestimiento y tubería de producción, perforación, empacadores<sup>187</sup>, dispositivos de seguridad, kits en las arenas del yacimiento (por ejemplo, paquete de grava, paquete de fracturamiento, pantallas empaquetadas con alambre) y un árbol en la parte superior del pozo.

---

un mejoramiento significativo de la producción con respecto a un pozo vertical. [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/h/horizontal\\_drilling](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/h/horizontal_drilling)

<sup>185</sup> Un tapón balanceado de lechada de cemento emplazado en el pozo. Los tapones de cemento se utilizan para una diversidad de aplicaciones, entre las que se encuentran el aislamiento hidráulico, la provisión de una plataforma segura, y en las operaciones de fresado de ventanas se emplean para desviar la trayectoria del pozo hacia un pozo nuevo. [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cement\\_plug.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cement_plug.aspx)

<sup>186</sup> Un arreglo de válvulas, tambores, medidores de presión y estranguladores fijados en el cabezal de un pozo terminado para controlar la producción. Los árboles de Navidad se encuentran disponibles en una amplia gama de tamaños y configuraciones, tales como configuraciones con capacidad de baja o alta presión y con capacidad para terminaciones simples o múltiples. [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/christmas\\_tree](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/christmas_tree)

<sup>187</sup> Un dispositivo que puede ser bajado en un pozo con un diámetro externo inicial más pequeño, que luego se expande externamente para sellar el pozo. Los empacadores emplean elementos elastoméricos flexibles que se expanden. Las dos formas más comunes son el empacador de producción o de prueba y el empacador inflable. La expansión del primero se logra mediante la compresión de los elementos elastoméricos (cuya forma es similar a un anillo toroidal) entre dos placas, lo que hace que los lados sobresalgan hacia afuera. La expansión del segundo se genera mediante el bombeo de un fluido hacia el interior de una cámara, similar a un globo, pero con una construcción más robustos. Los empacadores de producción o de prueba pueden colocarse en pozos entubados y los empacadores inflables se emplean en agujeros descubiertos o en pozos entubados. Pueden ser operados con cable, con tubería común o con tubería flexible. Algunos empacadores están diseñados para ser removidos, en tanto que otros son permanentes. Los empacadores permanentes se construyen con materiales fáciles de triturar o fresar.

El costo del equipo de arrendamiento y el levantamiento artificial<sup>188</sup>, y el costo de las líneas de flujo<sup>189</sup>, separadores, baterías de tanques, etc. que se requieren para equipar los pozos para la producción, no se incluyen en los datos de costos de JAS. En el caso de los pozos costa afuera, se incluyen los costos de las plataformas fijas y, cuando las instalaciones sirven a más de un pozo, los costos se asignan a cada pozo. La depreciación y amortización de las plataformas móviles, barcazas y licitaciones de propiedad de la empresa también se incluyen como elementos de costo.

#### iv. Desarrollo

El procedimiento de estimación de costos de JAS ha evolucionado en cinco fases: I. 1954-1965, II. 1966-1977, III. 1978-1992, IV. 1993-1994 y V. 1995-presente.

I. 1954-1965. De 1954 a 1965, los pozos se clasificaron según la estructura geológica, las condiciones de perforación y las expectativas económicas. El costo de pozo por pie perforado por rango de profundidad se correlaciono con la profundidad promedio por pozo en cada intervalo de clase para cada región y clase de pozo para costos tangibles e intangibles.

II. 1966-1977. Desde 1966-1977, se calculó el costo promedio por pie perforado para los pozos clasificados según el tipo de pozo, la ubicación y la profundidad. Se agregaron las categorías de costos tangibles e intangibles y calcularon las líneas de regresión para describir la relación funcional entre el costo por pie y la profundidad para cada área considerada:

$$Z = \alpha_0 + \alpha_1 \times TD \quad (1)$$

---

<https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/packer>

<sup>188</sup> Cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el levantamiento artificial por gas y las bombas eléctricas sumergibles. [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/artificial\\_lift.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/artificial_lift.aspx)

<sup>189</sup> La tubería metálica de gran diámetro que conecta el niple campana situado por debajo de la mesa rotativa con el tanque giratorio de los tanques de lodo. La línea de flujo es simplemente un conducto inclinado de flujo por gravedad utilizado para enviar el lodo proveniente del extremo superior del pozo hacia el equipo de tratamiento del lodo de superficie. Durante la perforación de ciertas arcillas altamente reactivas, denominadas "arcillas pegajosas," la línea de flujo puede obstruirse y requerir esfuerzos considerables por parte de la brigada de perforación para mantenerla abierta y en surgencia. Además, la línea de flujo está provista generalmente de un dispositivo de medición de flujo a paleta, conocido generalmente como "flow show", que puede proporcionar al perforador la primera indicación de que el pozo está fluyendo. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/f/flowline>

donde Z representa el costo por pie y TD<sup>190</sup> la profundidad total del pozo.

III. 1978-1992. Desde 1978-1992, se utilizó una regresión lineal escalonada del costo por pie para cada área de muestra y tipo de pozo. Se aplicaron tres variables de profundidad: profundidad invertida, profundidad y profundidad al cuadrado, así como un conjunto de variables de clasificación ficticias para el tipo de pozo (petróleo, gas, seco), la clase de pozo (exploratorio, desarrollo) y el tipo de terminación (simple, múltiple)).

Se adopto la forma funcional,

$$\text{Log } Z = \alpha_0 + \alpha_1/\text{TD} + \alpha_2\text{TD} + \alpha_3\text{TD}^2 + B_1I_1 + \dots + B_9I_9 \quad (2)$$

y los coeficientes.  $i$  ( $i = 0 \dots 3$ ) e  $i$  ( $i = 1 \dots 9$ ), fueron estimados mediante regresión de mínimos cuadrados. El valor Z representa el costo por pie y las variables indicadoras  $I_i$ ,  $i = 1, \dots, 9$  se definen como

$I_1 = 1$  petróleo, exploratorio, pozo de terminación simple; 0, en caso contrario,

$I_2 = 1$  petróleo, desarrollo, pozos de terminación única; 0, de lo contrario,

Y así para cada una de las nueve categorías de clasificación: {(petróleo, exploratorio, simple), (petróleo, desarrollo, simple), (petróleo, exploratorio, múltiple), (petróleo, desarrollo, múltiple), (gas, exploratorio, único), ..., (seco)}.

IV. 1993-1994. Desde 1993-1994, se desarrollaron modelos de regresión para el tipo de pozo y el área geográfica utilizando las relaciones funcionales,

$$Y^\alpha = \beta_0 + \beta_1\text{TD} + \beta_2\text{TD}^2 \quad (3)$$

donde Y denota el costo total del pozo y., 0, 1 y 2 se determinan mediante regresión. Se realizó una transformación "estabilizadora" ajustando. para convertir la variable dependiente a una forma que se correlacione linealmente con las variables independientes. Se encontró que tres transformaciones eran estadísticamente significativas - el logaritmo natural,  $\alpha = 4$  y  $\alpha = 0,5$ . Luego, las estimaciones se ajustaron con un factor de corrección para eliminar el sesgo introducido por la transformación.

V. 1995-presente<sup>191</sup>. Los datos del pozo se agregan actualmente en 16 regiones geográficas siguiendo un modelo de suministro de hidrocarburos del Gas Research Institute. Se construye un modelo de regresión de dos factores no lineal para cada región basado en la siguiente especificación del modelo:

---

<sup>190</sup> Abreviatura de profundidad total. La profundidad del fondo del pozo. Generalmente, es la profundidad en la que se detuvo la perforación. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/td.aspx>

<sup>191</sup> El JAS ha sido realizado sistemáticamente hasta el año 2019.

$$\ln Y = \alpha_0 + \sum \alpha_i X_i + \sum \alpha_v X_i X_j \quad (4)$$

Se emplean pruebas estadísticas para aceptar / rechazar datos atípicos y se emplea un factor de corrección para tener en cuenta el sesgo introducido a través de la transformación no lineal.

#### v. Validez

En el modelo de costos de perforación JAS, se aplican cuatro variables (profundidad total, tipo de pozo, clase de pozo y dirección del pozo) en un modelo de regresión no lineal de dos factores.

Las limitaciones del procedimiento son obvias a partir de la construcción del modelo, ya que cuatro variables no pueden describir la complejidad y los aspectos operativos involucrados en la perforación de un pozo. Una expresión cuadrática es apropiada para los requisitos de la encuesta, pero está claro que la metodología JAS no puede proporcionar un predictor de costos confiable sobre una base de pozo individual.

Con el fin de estimar los datos de costos (no declarados) y desarrollar patrones de gastos agregados, el procedimiento JAS funciona bien, pero para predecir el costo de un pozo individual, el nivel de categorización está definido de manera demasiado amplia para ser útil, excepto "en promedio".

Un pozo se caracteriza por una gran cantidad de variables descriptivas que no se capturan en la respuesta de la encuesta y, por lo tanto, no se representan adecuadamente en el modelo de salida. Un modelo más robusto incorporaría variables descriptivas adicionales del pozo y el proceso de perforación y relajaría la especificación cuadrática.

### e. Índice de riesgo mecánico (IRM)

#### i. Historia

El IRM se desarrolló a fines de la década de 1980 cuando los ingenieros de Conoco se encargaron de comparar los datos de perforación de compensación para una colección de pozos costa afuera en el Golfo de México.

Los ingenieros desarrollaron un "índice de riesgo mecánico" para comparar las operaciones y derivaron un algoritmo basado en el análisis empírico de los datos del pozo, tomando en consideración factores como la profundidad del agua, la profundidad medida y el punto de inicio de los extractos.

A mediados de la década de 1990, Dodson modificó el índice de riesgo mecánico, mediante el uso de factores clave de perforación, registró los derechos de autor de la fórmula e incorporó la medida como parte de una base de datos de pozos comerciales (<http://www.infogulf.com>). La referencia al IRM se encuentra en varias publicaciones comerciales, pero se ha realizado poco análisis sistemático de la métrica.

El IRM se define en términos de cuatro "factores componentes" y una ponderación del "factor clave de perforación". Los factores componentes se describen en términos de seis variables principales, y el factor clave de perforación representa el impacto compuesto de 14 indicadores cualitativos.

El ÍRM se calcula como una función aditiva de los factores componentes ponderados por el término compuesto clave de perforación.

#### ii. Objetivo.

El IRM permite clasificar los pozos, en grupos similares no solo en cuanto a profundidad sino también considerando muchos más atributos que los previstos en el JAS. De esta manera pozos con igual IRM, pueden ser una referencia válida para estudios de benchmarking que permitan determinar la eficiencia relativa de un determinado operador en sus actividades de perforación.

#### iii. Variables primarias

Las seis variables principales del IRM incluyen:

- la profundidad total medida (TD),
- la profundidad vertical (VD),
- el desplazamiento horizontal (HD)<sup>192</sup>,
- la profundidad del agua (WD)<sup>193</sup>,

---

<sup>192</sup> La distancia más corta existente entre la localización de un pozo en la superficie y la proyección vertical del fondo del pozo (u otro punto del pozo) en la superficie terrestre. Los pozos horizontales a menudo exhiben desplazamientos totales de 305 m [1000 pies] o mayores, desde la localización en la superficie, y el récord mundial supera los 10 km [6,2 millas] de desplazamiento.  
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/d/displacement>

<sup>193</sup> La profundidad del agua es la distancia desde la línea de flotación hasta la línea de lodo.

- el número de sartas de revestimiento (NS)<sup>194</sup> y
- el peso del lodo a profundidad total (MW).

Todas las distancias se miden en pies (ft) y el peso del lodo se informa en libras por galón (ppg).

Los problemas, costos y riesgos de la perforación son una función de las variables que son observables, como la profundidad del agua y el intervalo de perforación, así como también las variables que no son observables.

Cuanto más profundo es el pozo, más tiempo se pierde en los viajes de ida y vuelta para reemplazar las barrenas gastadas y ejecutar el revestimiento, las pruebas, los registros, etc., y a medida que aumenta la profundidad del pozo, la cantidad de formaciones encontradas generalmente aumentará junto con la de las sartas de revestimiento necesarias para mantener el control del pozo. A medida que aumenta el número de revestimientos, el tiempo de viaje, la instalación y el tiempo de cementación aumentarán, todo lo cual afectará negativamente al tiempo y al costo de perforación.

Más allá de cierta profundidad, las complicaciones técnicas y la posibilidad de problemas aumentan significativamente. La tubería de revestimiento cumple varias funciones importantes en la perforación y terminación y es una de las partes más costosas de un programa de perforación, que oscila entre el 10 y el 20% del costo promedio de un pozo terminado.

Un pozo que no encuentra gradientes de presión de poros de formación anormales, zonas de pérdida de circulación o secciones de sal, generalmente solo requiere un conductor y un revestimiento de superficie para perforar hasta el objetivo.

Los pozos más profundos que deben penetrar formaciones con presión anormal, zonas de pérdida de circulación, secciones de lutitas inestables o secciones de sal generalmente requerirán una o más sartas de revestimiento intermedio para proteger las formaciones y evitar problemas de pozos.

---

<sup>194</sup> Una sección armada de tubería de acero, configurada para adecuarse a un pozo específico. Las secciones de tubería se conectan y se bajan en un pozo para luego cementarse en su lugar. Las uniones de las tuberías tienen aproximadamente 12 m [40 pies] de largo, se encuentran roscadas con roscas macho en cada extremo y se conectan con secciones cortas de tubería roscada doble hembra denominadas acoplamientos o cuplas. Las sartas de revestimiento largas pueden requerir materiales de mayor resistencia en la porción superior de la sarta para tolerar la carga de ésta.  
[https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/casing\\_string#:~:text=Una%20secci%C3%B3n%20armada%20de%20tuber%C3%ADa,adecuarse%20a%20un%20pozo%20espec%C3%ADfico.&text=La%20tuber%C3%ADa%20de%20revestimiento%20se,las%20formaciones%20adyacentes%20al%20pozo.](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/casing_string#:~:text=Una%20secci%C3%B3n%20armada%20de%20tuber%C3%ADa,adecuarse%20a%20un%20pozo%20espec%C3%ADfico.&text=La%20tuber%C3%ADa%20de%20revestimiento%20se,las%20formaciones%20adyacentes%20al%20pozo.)

Por lo general, un pozo se perfora con un revestimiento de 36 ", 30" o 26 ", según las características estructurales del subsuelo y las presiones que se esperan encontrar. A medida que el pozo se profundiza, el revestimiento se vuelve progresivamente más estrecho, normalmente terminando con 7 3/8 " o 9 5/8" de diámetro en el objetivo. El número de sartas de revestimiento de un pozo proporciona una medida indirecta de la complejidad del pozo, ya que los pozos complejos se asocian frecuentemente con múltiples sartas, y los márgenes estrechos entre la presión de poro de la formación y los gradientes de presión de fractura a menudo resultan en el requisito de un mayor número de cadenas de revestimiento.

Si las secciones de los orificios se pueden perforar sin colocar cuerdas o revestimientos intermedios, la perforación generalmente puede realizarse más rápido. Las formaciones problemáticas, como las zonas de alta presión, el desprendimiento de lutitas y los flujos de aguas poco profundas, requieren más revestimientos intermedios.

Los fluidos de perforación se utilizan para controlar las presiones que existen en el pozo a diferentes profundidades, para sacar los recortes del pozo, para lubricar la sarta de perforación y estabilizar el pozo.

Los pozos pueden perforarse con lodos a base de agua o aceite a través de todo el pozo, o un lodo puede desplazarse por otro durante un intervalo seleccionado. El peso del lodo a la profundidad total sirve como proxy de la presión de formación del pozo. Por lo general, se usa lodo pesado para crear un desequilibrio y evitar que los fluidos ingresen al pozo.

Para todos los demás factores iguales, cuanto mayor es la presión del pozo, más pesado es el lodo y más lenta la perforación. En la perforación no equilibrada, la presión del fluido dentro del espacio anular del pozo se mantiene por debajo de la presión de formación. La perforación con desequilibrio requiere el uso de equipo especial para manejar los fluidos de formación que ingresan al pozo y su uso principal ha sido donde la tubería de revestimiento se coloca y cementa sobre una formación subnormal o agotada por presión.

#### iv. Extensiones - Factores clave de perforación

Los factores clave de perforación se definen para capturar las características de perforación que se encuentran, o se espera encontrar, pero no descritas por los factores de los componentes. Dodson introdujo factores de perforación para generalizar el IRM a una clase más grande de pozos.

Los factores clave de perforación son variables cualitativas  $\Psi_i$  definidas por el usuario a las que se les asigna un peso de valor entero  $\Psi_i (w)$  según la ocurrencia de la condición y su grado de complejidad. Sea  $\Psi_i$  denota el i-ésimo factor de perforación del pozo y  $\Psi_i(w)$  el peso numérico correspondiente.

El factor de perforación clave compuesto se determina mediante la suma de los pesos de los factores de perforación:

$$\Psi = \sum \Psi_i (w) \quad (6)$$

Donde

$\Psi_1$  = sección horizontal ( $\Psi_1 (w) = 3$ )

$\Psi_2$  = direccional con curva – J ( $\Psi_2 (w) = 3$ )

$\Psi_3$  = direccional con curva – S ( $\Psi_3 (w) = 2$ )

$\Psi_4$  = instalación del pozo bajo el mar ( $\Psi_4 (w) = 2$ )

$\Psi_5$  = ambiente de  $H_2S/CO_2$  ( $\Psi_5 (w) = 1$ )

$\Psi_6$  = ambiente de hidratos ( $\Psi_6 (w) = 1$ )

$\Psi_7$  = sección de arenas depletadas ( $\Psi_7 (w) = 1$ )

$\Psi_8$  = sección de sales ( $\Psi_8 (w) = 1$ )

$\Psi_9$  = slimhole<sup>195</sup> ( $\Psi_9 (w) = 1$ )

$\Psi_{10}$  = Sistema de suspensión de línea de lodo<sup>196</sup> ( $\Psi_{10} (w) = 1$ )

$\Psi_{11}$  = Coring<sup>197</sup> ( $\Psi_{11} (w) = 1$ )

$\Psi_{12}$  = Flujos de agua superficiales ( $\Psi_{12} (w) = 1$ )

$\Psi_{13}$  = Sistema de recuperación de lodos para perforar en agua superficiales ( $\Psi_{13} (w) = 1$ )

---

<sup>195</sup> Término inexacto que describe un [pozo](#) (y el programa de [revestimiento](#) asociado ) significativamente más pequeño que un enfoque estándar, comúnmente un pozo de menos de 6 pulgadas de diámetro. El concepto de pozo delgado tiene sus raíces en la [correlación](#) observada entre los costos del pozo y el volumen de [roca](#) extraída. Si se puede extraer menos roca, los costos de los pozos deberían bajar. Una forma de trabajo en pozos angostos implica el uso de equipos y procedimientos más o menos convencionales, pero simplemente reduciendo el tamaño de los orificios y el revestimiento para cada intervalo de orificios.

<sup>196</sup> Es un método para soportar el peso de la carcasa en el lecho marino (línea de lodo) mientras se perfora

<sup>197</sup> Tomar muestras de rocas.

$\Psi_{14}$  = Bucle de corriente ( $\Psi_{14}(w) = 1$ )

La mayoría de los pozos exploratorios se perforan lo más rectos posible, mientras que generalmente solo el primer pozo de desarrollo es vertical. La perforación horizontal es menos estable que la perforación vertical y también más difícil de registrar y completar.

Si se perfora una sección horizontal de un pozo, entonces se asigna un peso de "3" al factor clave de perforación, mientras que, si se empleó una trayectoria en forma de J o en forma de S, se incluye un peso adicional de "3" o "2" en la métrica.

Un pozo submarino es un pozo en el que el cabezal del pozo, el árbol de Navidad y el equipo de control de producción se encuentran en el fondo del mar. La perforación de pozos submarinos tiende a ser más complicada y costosa que la instalación de un árbol normal, y se asigna un peso de "2" a las terminaciones submarinas.

Los entornos de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y CO<sub>2</sub> requieren una consideración especial al perforar, ya que los gases corrosivos debilitan la carcasa de acero y la sarta de perforación y requieren procedimientos operativos especiales. El sulfuro de hidrógeno es un gas venenoso y corrosivo y, cuando entra en contacto con la tubería de revestimiento de acero y la tubería de perforación, causa fragilización y debilitamiento.

Los pozos con altas concentraciones de CO<sub>2</sub> también provocan problemas relacionados con la corrosión. Uno de los problemas técnicos en la perforación en aguas profundas es la posible formación de hidratos en el dispositivo de prevención de reventones (BOP) o líneas de estrangulamiento y muerte.

Los hidratos pueden obstruir la pila de BOP y la ruta de circulación del pozo, y su eliminación es difícil y requiere mucho tiempo.

Los problemas de perforación asociados con los reservorios agotados son intrínsecos a muchos campos maduros. Las arenas mojadas por agua que tipifican las zonas empobrecidas propagan pérdidas por filtración y adherencia diferencial.

Las pérdidas de fluido de perforación son con frecuencia inevitables en fracturas grandes, y las lutitas presurizadas a menudo están intercaladas con arenas empobrecidas, lo que requiere la estabilización de múltiples secuencias de presión con un solo fluido de perforación

La sal es un agente efectivo en la naturaleza para atrapar petróleo y gas, ya que, como material dúctil, puede mover y deformar los sedimentos circundantes y crear trampas. Sin embargo, perforar sal es riesgoso, ya que la sal es débil y sufre una deformación continua como un fluido.

Por debajo de la sal intrusiva, las capas de sedimento a menudo se rompen y sobre presionan, y se requieren consideraciones especiales, desde la selección de fluidos de perforación hasta la implementación de programas de revestimiento y procedimientos de cementación, para producir pozos duraderos en domos de sal.

Se han producido costos extremos de lodo en el GOM, donde se puede tolerar una pérdida de circulación masiva en los pozos sub-salinos.

Un pozo delgado describe un pozo significativamente más pequeño que un método estándar, comúnmente de menos de 6 "o 6½" de diámetro.

Los sistemas de suspensión de pozos de lodo y la extracción de testigos también aumentan el tiempo y la complejidad de la perforación.

Los eventos geológicos y ambientales inusuales, como las corrientes de bucle, los remolinos y los obstáculos de aguas poco profundas, crean problemas especiales durante la perforación.

Las corrientes y los remolinos someten las instalaciones a tensiones y vibraciones, y los elevadores de perforación que están en su lugar pueden doblarse o arquearse por la corriente hasta tal punto que la embarcación tiene que cambiar de posición para permanecer conectada. En algunos casos, la tubería de perforación puede rozar contra el tubo ascendente de perforación y forzar el cierre inmediato.

El flujo de agua poco profunda ocurre al perforar en zonas de arena con sobrepresión. Por lo general, se requiere la instalación de revestimientos adicionales para mantener la integridad del pozo en flujos poco profundos.

#### v. Desarrollo

- Factores de componentes

Las variables primarias del IRM se combinan en cuatro factores componentes normalizados:

$$\Phi_1 = ((TD + WD) / 1000)^2$$

$$\Phi_2 = ((VD/1000)^2 \times (TD + HD) / VD$$

$$\Phi_3 = (MW)^2 \times ((WD + VD) / VD)$$

$$\Phi_4 = \Phi_1 \times (NS + MW / (NS)^2)^{1/2}$$

Las unidades de  $\Phi_1$  y  $\Phi_2$  son pies cuadrados ( $\text{ft}^2$ ); la unidad de  $\Phi_3$  se expresa en  $\text{ppg}^2$ , donde  $\text{ppg}$  es la abreviatura de densidad, libras por galón, más correctamente escrita  $\text{lbm} / \text{gal}$ . Finalmente, las unidades de  $\Phi_4$  son pies cuadrados, multiplicado por la raíz cuadrada de  $1 +$  la densidad, esta última expresada en  $\text{ppg}$ . Cada factor componente, es no lineal en las variables primarias.

- Índice de Riesgo Mecánico (IRM)

El Índice de Riesgo Mecánico (IRM) se define a través de los factores componentes, ponderados por un factor de perforación clave compuesto normalizado, de la siguiente manera:

$$\text{IRM} = (1 + \Psi/10) \times \sum \varphi$$

El IRM se utiliza con frecuencia para comparar el rendimiento de perforación de dos o más pozos y como herramienta predictiva para pozos en la etapa de diseño.

El IRM también se correlaciona con el costo de perforación. Para un pozo que ha sido perforado previamente, los datos de entrada y el IRM se pueden calcular con precisión. Si un pozo es parte de un programa de perforación planificado, entonces se requieren estimaciones para las variables  $\{\text{TD}, \text{WD}, \text{VD}, \text{HD}, \text{MW}, \text{NS}\}$  y factores clave de perforación  $\{\Psi_1, \dots, \Psi_{14}\}$  y para estimar el riesgo de perforación anticipado.

## vi. Validez

El IRM se desarrolló originalmente para comparar el rendimiento de perforación de una pequeña cantidad de pozos perforados a fines de la década de 1980 y, como tal, la formulación de la métrica está estrechamente relacionada con las características de un pozo en particular perforado durante un período específico.

Posteriormente, el Índice de Riesgo Mecánico se modificó para incorporar factores de perforación adicionales que no estaban cubiertos en la formulación original. El IRM actualmente sirve como el estándar industrial de facto en el Golfo de México.

El IRM tiene una larga historia, es fácil de comprender y cumple una función útil en las comparaciones agregadas, y se define mediante relaciones simples programables en una hoja de cálculo.

Los parámetros del IRM se basan en un conjunto mínimo de datos de perforación de alta calidad que se adquieren fácilmente. Sin embargo, hay una serie de problemas asociados con la métrica que merecen una mayor atención.

Dodson introdujo factores de perforación para generalizar el IRM a una clase más grande de pozos, pero la selección de los factores y su asignación de peso parecen arbitrarios. El uso de los factores de perforación sirve para crear una herramienta de estimación de costos, pero la forma en que los parámetros ingresan al modelo como un indicador binario con factores de ponderación puede generar ambigüedad.

La aplicación de pesos definidos por el usuario siempre es problemática. Si los pesos no se infieren a través de una evaluación empírica de los datos del pozo, la asignación puede ser considerado arbitrario y posiblemente ambiguo; Por ejemplo, si se perfora una sección horizontal de un pozo, se asigna un peso de "3" al factor clave de perforación.

Sin embargo, sobre la base del costo por pie, los pozos horizontales no son necesariamente más costosos que los pozos verticales. A los factores clave de perforación se les asignan pesos de acuerdo con la "complejidad" de la característica / condición que se encuentra (o se espera que ocurra) sin diferenciar entre la magnitud de la condición;

Por ejemplo, si se perfora una sección horizontal de un pozo, independientemente de su longitud, se supone que es tres veces más complejo / difícil que si se perfora una sección de sal o si se encuentra una corriente de bucle. Una corriente de bucle que provoca un retraso de 5 horas se trata de forma idéntica a un retraso de 5 días.

Los factores de perforación primarios y clave representan el proceso de perforación de una manera superior a la selección de variables JAS, pero la manera en que se combinan los factores de resonancia magnética y la selección de peso se puede mejorar.

El peso del factor de perforación compuesto es ad hoc y sería mejor normalizar los factores de los componentes antes de la suma.

Aunque la MRI incorpora más parámetros de perforación que el enfoque JAS, la metodología JAS está más estructurada y está claro que la forma en que se incorporan los factores en la MRI limita la generalización.

El IRM se define por una función aditiva y una selección de peso fijo. En términos generales, las métricas definidas a través de una asignación de fórmula generalmente no se especifican de manera óptima.

## **f. Índice de dificultad direccional**

### i. Historia

El índice de dificultad direccional (DDI) fue propuesto por el ingeniero de Schlumberger, Alistair W. Oag en (2000). Tradicionalmente, el rendimiento de la perforación se evaluaba mediante las categorías costo / pie, costo / metros o pies. Cada pozo verdaderamente tridimensional tiene su propio perfil de pozo único y, debido a eso, Oag creía que los métodos tradicionales utilizados para comparar el rendimiento de la perforación ya no podían aplicarse (Oag, 2000). Por lo tanto, el impacto de la perforación direccional en el ciclo de perforación se convierte en una medida de la rapidez con la que se perfora el pozo.

Se le daba poca o ninguna consideración a la cuestión de “cómo llegar allí”, al impacto de la parte tortuosa perforada en el resultado y desempeño del pozo. Este era un problema común tanto para los operadores como para las empresas de servicios, cuando ambos grupos se esfuerzan por demostrar su valor agregado a sus clientes.

Este indicador ha sido analizado en profundidad por Barreto Ferreira (2018)<sup>198</sup>

### ii. Objetivo

DDI proporciona una primera evaluación de la dificultad relativa que se encontrará al perforar un pozo direccional. Se trata de una metodología de aplicación universal.

El índice se puede utilizar para agrupar pozos de características y complejidad similares. Los datos de estos grupos similares se pueden examinar en busca de mejoras en la curva de aprendizaje y, por lo tanto, proporcionan una medida del desempeño. Con los puntos de referencia anteriores para diseños de pozos aleatorios, esto no era posible. Los impulsores de valor clave para la calidad, el servicio y el tiempo se pueden examinar más a fondo de manera comparable. Esto permite centrarse en los principios clave de la medición del desempeño con un enfoque mucho más equilibrado. (Oag, 2000).

### iii. Variables primarias

Las variables primarias utilizadas fueron.

---

<sup>198</sup> Luia Abinande Barreto Ferreira (2018) Development of the Enhanced Directional Difficulty Index to forecast directional drilling complexity Thesis to obtain the Master of Science Degree in Petroleum Engineering

TD es la profundidad medida total,

AHD es a lo largo del desplazamiento del pozo,

VD es la profundidad vertical total y

TORT es la tortuosidad.

AHD se calcula a partir de una integral elíptica y TORT describe la curvatura total del pozo.

Los parámetros principales relacionados con la curvatura de la trayectoria son el ángulo de flexión (ángulo de flexión) y la curvatura del pozo. Un giro extenso de la trayectoria de un pozo puede torcer una sarta de tubería de fondo de pozo, aumentando en gran medida las fuerzas aplicadas y causando deformación.

El funcional multiplicativo asegura que a cada factor de perforación se le dé el mismo peso en el índice, pero el DDI no considera la dificultad de perforar las formaciones penetradas por la trayectoria.

#### iv. Desarrollo

El proyecto de desarrollo de DDI fue estructurado por Oag (2000)<sup>199</sup> de la siguiente manera:

- Predecir los posibles resultados.
- Identificar las variables de entrada.
- Reconocer y estandarizar las variables controladas.
- Examinar los resultados para producir conclusiones coherentes.
- Evaluar conjuntos de datos reales para explorar la validez de la hipótesis.

Oag (2000) afirmó que el dilema para el desarrollo de índices era la cuestión de qué partes de un pozo contribuyen a su grado de dificultad. Para obtener una respuesta a esta pregunta relevante, consultó a muchos perforadores direccionales e ingenieros de perforación en Schlumberger.

---

<sup>199</sup> Oag, A.W. and M. Williams, (2000) "The directional difficulty index – a new approach to performance enchmarking," IADC/SPE 59196, IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, LA, Feb 23-25, 2000.

Los resultados de esta investigación se recopilaron y tabularon. Estos parámetros se utilizaron en un paso siguiente como las posibles variables que debían examinarse. Durante la concepción del proyecto, se intentó mantener el estudio lo más simple posible.

Las medidas clave de desempeño se cuantificaron utilizando tres factores de perforación derivados de cuatro variables principales:

$$\text{DDI} = \log [ \text{TD (AHD/VD) TORT} ]$$

v. Validez

Como ya se mencionó el Índice de Dificultad Direccional (DDI). Su desarrollo inicial por se basó en un cuestionario distribuido entre expertos para llegar a un consenso sobre la identificación de medidas clave de desempeño.

Una forma indirecta de testeo, se realizó respecto de los componentes claves del IRM. De acuerdo a Barreto Ferreira (2018), después de aplicar este índice a diferentes tipos de perfiles de pozos, los resultados muestran que el DDI simple se puede utilizar para reflejar la dificultad del pozo de todos los componentes clave del IRM.

Al graficar el DDI contra los indicadores clave de rendimiento del IRM, quedó claro que existe una excelente relación entre los mismos y el DDI, cuando DDI aumenta, los indicadores clave de rendimiento muestran un rendimiento más bajo y, a la inversa, cuando el DDI disminuye, los indicadores clave de rendimiento muestran mejoras marcadas sobre el promedio.

Pero esta evidencia, no es suficiente, dado que como se ha señalado el IRM no ha sido adecuadamente validado por estudios empíricos.

De acuerdo a Barreto Ferreira (2018) el principal problema de este índice es que no se consideran las formaciones geológicas penetradas por la trayectoria. El DDI solo es aplicable para la comparación de la dificultad de perforar pozos en el mismo campo.

Más recientemente se han realizado estudios empíricos, que le brindan un mayor sustento. En efecto Ness et al (2020)<sup>200</sup> publicaron un trabajo, cuyo objetivo principal fue observar como el Índice de Dificultad Direccional (DDI) reflejaba los

---

<sup>200</sup> [Knut Johannes Ness; Juan Jose Exposito Gonzalez; Bilal Iftikhar Choudhry; Javier Ernesto Torres Premoli; Erwan Couzigou](#) (2020) Directional Difficulty Index Across Different Offshore Fields in a National Oil Operating Company in the Middle East Reveals Market Variations and the Adoption of Disruptive Technologies Impact in Drilling Operations. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2020. Paper Number: SPE-202630-MS

cambios en el mercado, y el efecto de tecnologías disruptivas en las Operaciones de Perforación mediante el análisis del para pozos históricos y actuales con un marco común.

El estudio se basó en los datos históricos de perforación para pozos de exploración y desarrollo para Abu Dhabi National Oil Company Offshore utilizando las listas de Definitive Survey. Estos datos se correlacionaron con los datos históricos del mercado y se observaron como los cambios en el mercado, y la introducción de nuevas tecnologías disruptivas cambiaron drásticamente el límite técnico y las prácticas operativas estándar, y como esto se reflejó en el Índice de Dificultad Direccional (DDI).

Los resultados de este estudio, permitieron observar, que, durante la recesión del mercado, la complejidad de los pozos se reduce, y durante el repunte del mercado, la complejidad de los pozos aumenta.

La introducción de nuevas tecnologías disruptivas a su vez tiene un impacto directo en la complejidad de los pozos, modificando el límite técnico y el índice de dificultad direccional

## **g. Índice de dificultad**

### i. Historia

El índice de dificultad (DI) fue introducido por K&M Technology Group (<http://www.kmtechnology.com>) para caracterizar la dificultad esperada en la perforación de un pozo de alcance extendido. En un pozo de alcance extendido, se construyen ángulos altos antes de perforar hacia un objetivo distante.<sup>201</sup>

El DI tiene similitudes con la especificación de MRI, pero los pesos empleados se especifican con frecuencia en términos de una función unidimensional o bidimensional, como sigue

### ii. Objetivo

---

<sup>201</sup> Ver Shirley, K. (2003). Extended-reach drilling: the viable alternative for field development. *The American and Gas Reporter*, 97-104.

El índice de dificultad (DI) se enfoca en particular en pozos direccionales de alcance extendido, no serían de utilidad para pozos verticales.<sup>202</sup>

### iii. Variables primarias

Las variables primarias consideradas son 9, a saber:

- Profundidad vertical.
- Profundidad vertical total debajo de la línea de lodo.
- Tamaño del objetivo y “dogleg”<sup>203</sup>
- Lodo
- Temperatura
- Presión de fondo.
- Cañería / taladro
- Tipo de pozo / curva de aprendizaje.
- Capacidad de los equipos de perforación.

---

<sup>202</sup> [Elesie O. Ezenwanne; Bari-Dumene Giadom](#) (2018) Structured Benchmarking Approach for High Complexity Wells: A Case Study of Bonga Wells. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2018. Paper Number: SPE-193421-MS

<sup>203</sup> Un lugar particularmente tortuoso en un pozo donde la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional cambia rápidamente. Si bien a veces los perforadores direccionales crean un dogleg intencionalmente, el término se refiere más comúnmente a una sección del pozo que cambia de dirección más rápido de lo esperado o deseado, generalmente con efectos secundarios dañinos. Al estudiar las trayectorias de los pozos, se realiza un cálculo estándar de la severidad de la pata de perro, generalmente expresada en grados bidimensionales por cada 100 pies [grados por 30 m] de longitud del pozo. Hay varias dificultades asociadas con los doglegs. Primero, el pozo no está ubicado en el camino planificado. En segundo lugar, está la posibilidad de que una sarta de [revestimiento](#) planificada ya no quepa fácilmente a través de la sección curva. Tercero, abrasión repetida por la perforación en una ubicación particular de la pata de perro se produce un punto desgastado llamado [asiento de llave](#), en el que los componentes del conjunto de fondo de pozo pueden [atascarse a](#) medida que se tiran de la sección. En cuarto lugar, la tripa cementada con éxito a través del dogleg puede desgastarse inusualmente rápido debido a las fuerzas de contacto más altas entre la sarta de perforación y el diámetro interior ( [DI](#) ) del casing a través del dogleg. En quinto lugar, es posible que un conjunto de fondo de pozo relativamente rígido no encaje fácilmente a través de la sección de pata de perro perforada con un [BHA](#) relativamente flexible.. En sexto lugar, los doglegs excesivos aumentan la fricción general con la sarta de perforación, lo que aumenta la probabilidad de atascarse o no alcanzar la profundidad total planificada. Por lo general, estos problemas son manejables. Si la pata de perro daña el pozo, se pueden tomar medidas correctivas, como escariar o soñar por debajo de la pata de perro, o incluso desviar el rumbo en situaciones extremas.

<https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/d/dogleg#:~:text=1.%20n.%20%5BDrilling%5D,three%2Ddimensional%20space%20changes%20rapidly.>

Cada una de estas variables, se le asigna una ponderación de acuerdo a una escala variable. Por ejemplo, para el factor de profundidad vertical d (VD) se emplea una función lineal creciente escalonada de 8.000 pies a 22.000 pies como se muestra en la Tabla A2. El factor de peso es cero para VD <8.000 pies y se satura cuando VD = 22.000 pies.

Tabla A2 Función de ponderación de profundidad vertical.

---

$\Delta$ (VD)	VD (ft pies)
0	VD < 8.000
1	8.000 ≤ VD < 10.000
2	10.000 ≤ VD < 12.000
3	12.000 ≤ VD < 14.000
4	14.000 ≤ VD < 16.000
5	16.000 ≤ VD < 17.000
6	17.000 ≤ VD < 19.000
7	19.000 ≤ VD < 20.000
8	20.000 ≤ VD < 22.000
9	VD ≥ 22.000

#### iv. Validez

De acuerdo a Barreto Ferreira (2018), el índice de dificultad (DI) está destinado a medir la dificultad de perforar un pozo de alcance extendido y, como medida general, puede ser útil comparar los diversos factores que afectan la perforación.

Desafortunadamente, señala dicho autor, no existe una base para la evaluación de los ponderadores más allá del juicio subjetivo.

Las funciones de los ponderadores varían con uno o más factores y pueden ser más robustas que los factores de perforación empleados en el MRI, pero los ponderadores no están calibrados con los datos de perforación.

Las funciones de ponderación del DI están definidas por el usuario, como las métricas DDI y MRI, y esta es una limitación seria ya que los pesos no están respaldados por análisis empíricos.

En teoría, es posible discriminar entre pozos con base en las tácticas empleadas en la perforación, ya que algunas de estas tácticas pueden ser observables, pero con frecuencia, la mayoría de las tácticas no se informan o no están disponibles para análisis.

## **5. Anexo B - Programas exploratorios comprometidos y Unidades de Trabajo**

Es una práctica usual en la Industria Petrolera, el otorgar derechos de exploración y eventualmente de explotación en función del compromiso de ejecutar en tiempo y forma, determinadas inversiones.

Estos compromisos son generalmente compromisos de hacer y no de gastar, y a los efectos de compararlos entre sí, o bien de solicitar garantías, o bien de aplicar multas por su incumplimiento, se expresan en un denominador común llamado Unidades de Trabajo (en adelante UT). A su vez a la UT se le asigna un valor generalmente en u\$s, de manera que multiplicando la cantidad de UT por el valor de las mismas se llega a un valor estimado de la inversión.

En la Argentina, este fue el procedimiento empleado por el Plan Exploratorio Argentina, aprobado por Decreto 1178/1991, y también en la Licitación Pública Nacional e Internacional para la Exploración, Desarrollo y Explotación del área Medanita Sur<sup>204</sup>, y en las licitaciones de áreas de exploración de San Juan (2006) y San Luis (2007). En el Excel 3, se adjunta la información de estos esquemas.

Como puede observarse San Juan repite prácticamente lo previsto en el Plan Argentina, al igual que San Luis, que, no obstante, agrega dos tipos de trabajo no incluidos anteriormente como magnetoteléfica, y geoquímica de superficie. La Pampa por su parte modifica sustancialmente el valor de las UT, y también las UT correspondientes a cada tipo de trabajo reduciéndolos.

En el caso de la perforación de pozos exploratorios, La Pampa al mismo tiempo que reduce significativamente las UT respecto del Plan Argentina, no incluye dentro de dichas UT la terminación y completamiento de los pozos.

Ambos esquemas se presentan en el Excel 3. Si se comparan los mismos, se observará que al menos en materia de perforación de pozos exploratorios las UT previstas en el Plan Argentina, superan a las previstas en la Licitación de Medanita

---

<sup>204</sup> <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2353>

Sur. Esto se debería a que en el último caso no se incluyen las inversiones necesarias para completar.

Al contrastar las inversiones por pozo, que surgen del Estudio sobre el Valor de Boca de Pozo del gas natural, con el valor de las Unidades de Trabajo que emergen de estos esquemas alternativos, se encuentran que en la Licitación Pública Nacional e Internacional para la Exploración, Desarrollo y Explotación del área Medanita Sur ajustan bastante bien, aun cuando hay que tener en cuenta las inversiones faltantes de entubación y terminación y completamiento.

**TABLA B1 - Analisis de diversos esquemas de Unidades de Trabajo.**

		Huitrin - LaTosca	Mulichinco	Sierras Blancas- Lotena	Grupo Cuyo inferior
Profundidad	mt	1350	2000	3200	3200
Estudio de costos SE 2003					
Inversion total	Mill u\$s	0.68	0.85	2.35	1.83
Terminación + Complet.	Mill u\$s	0.31	0.34	0.96	0.80
Terminación + Complet.	%	46%	40%	41%	44%
Neto	Mill u\$s	0.37	0.51	1.38	1.03
UT La Pampa	Cantidad	80.5.	100.0.	218.0.	218.0.
	Mill u\$s	0.56	0.70	1.53	1.53
UT Plan Argentina	Cantidad	241.5.	300.0.	716.0.	716.0.
San Juan (2006)	Mill u\$s	1.21	1.50	3.58	3.58
San Luis (2006)	Cantidad	241.5	300	716	716
	Mill u\$s	1.45	1.80	4.30	4.30
UT La Pampa	Ajuste entubación	10%	10%	10%	10%
	Ajuste term y comp	30%	30%	30%	30%
	Ajuste valor UT	14%	14%	14%	14%
	Mill u\$s	0.92	1.14	2.49	2.49

**Fuente:** elaboración propia

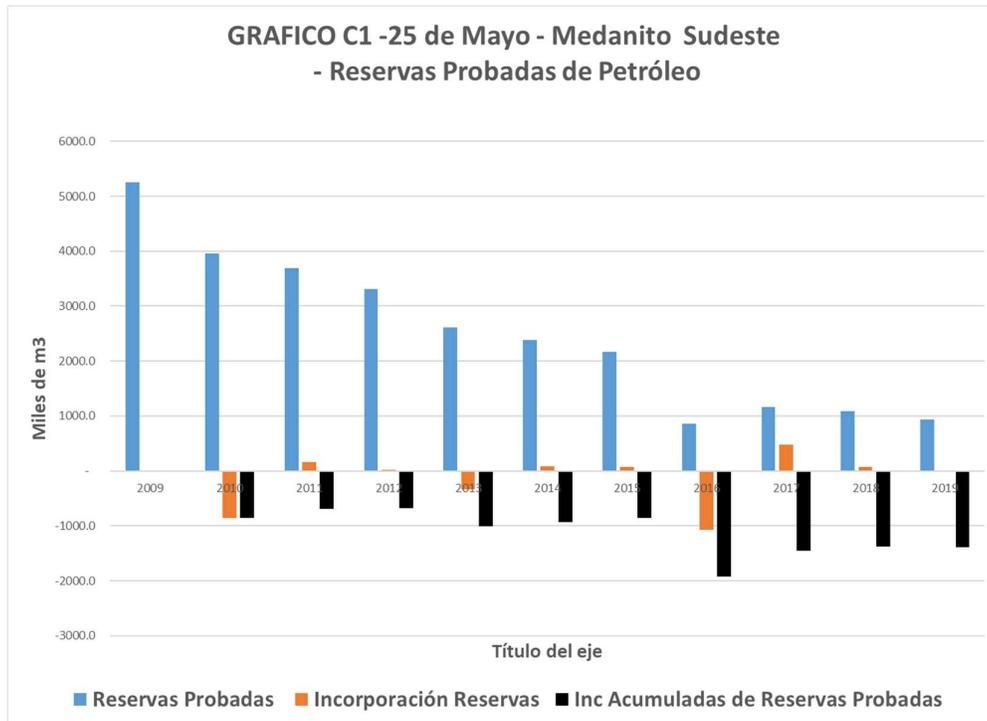
## **6. Anexo C - Posibles oportunidades para inversiones en Desarrollo**

Dentro de los procedimientos reglados por la Resolución SE 324/2006 y sus normas e instrucciones complementarias, se destaca la presentación obligatoria de planillas de conciliación de reservas.

Esta información que deben presentarse junto con las certificaciones, debería ser analizadas para varios periodos a los efectos de poder individualizar en qué casos se habían considerado reparaciones, nuevos pozos o proyectos de recuperación secundaria que luego fueron desestimados.

En el Excel 5 – reservas y en el Excel 6 recursos contingentes, se adjunta la base de información y gráficos que se emplearon para obtener las siguientes observaciones.

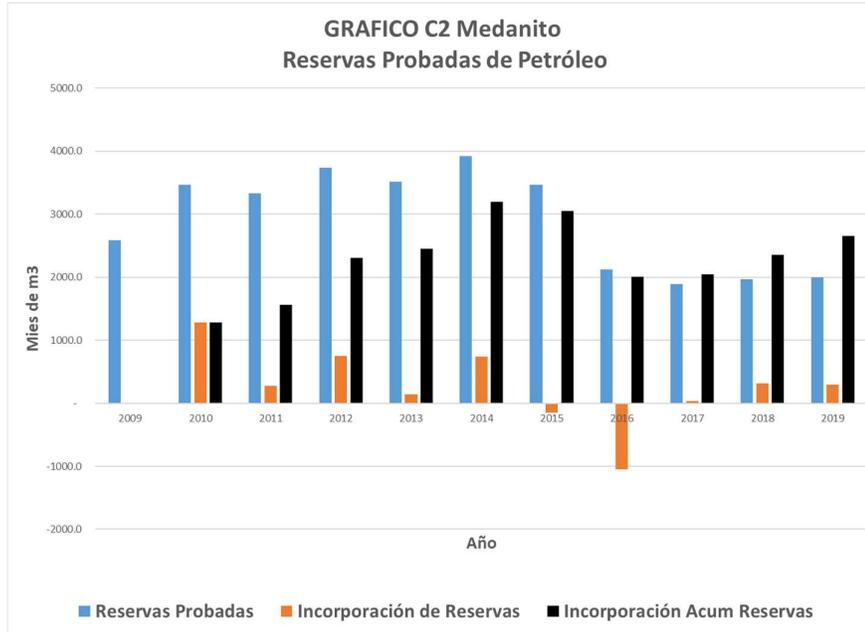
Tomando el periodo 2009 – 2019, se observa en el Grafico C1 que, en la unidad de negocio, 25 de mayo – Medanito sudeste, se revisaron negativamente las reservas comprobadas de petróleo por 1.400.000 m<sup>3</sup> de petróleo, es decir casi 9 millones de barriles. Esto quiere decir que en algún momento se consideraron seriamente proyectos de inversión que podrían haber arrojado estos resultados.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaria de Energía.

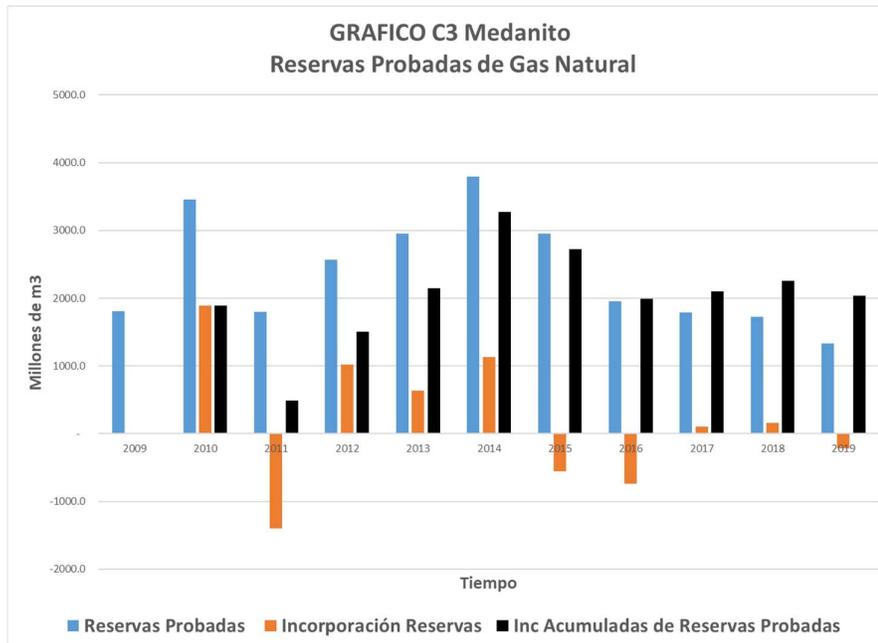
Cabe señalar que es probable, que se habían identificado oportunidades para invertir en reparación de pozos, y diversas locaciones para nuevos pozos, alguna de ellas probablemente en la Provincia de Rio Negro. Debería contarse con un seguimiento sobre los pozos que han sido reparados, y los que podrían serlo en un futuro. Por otra parte, de acuerdo a la información publicada en el SESCO por la Secretaria de Energía, entre los años 2009 y 2018, no se registraron nuevas perforaciones en dicha área. ¿La cuestión a dilucidar es que paso con esos proyectos?

En la unidad de negocio Medanito, entre los años 2014 y 2019, también se produjo una importante revisión negativa de Reservas Comprobadas de gas natural, del orden de los 1.000 millones de m3, como puede apreciarse en el Grafico C2..



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaria de Energía

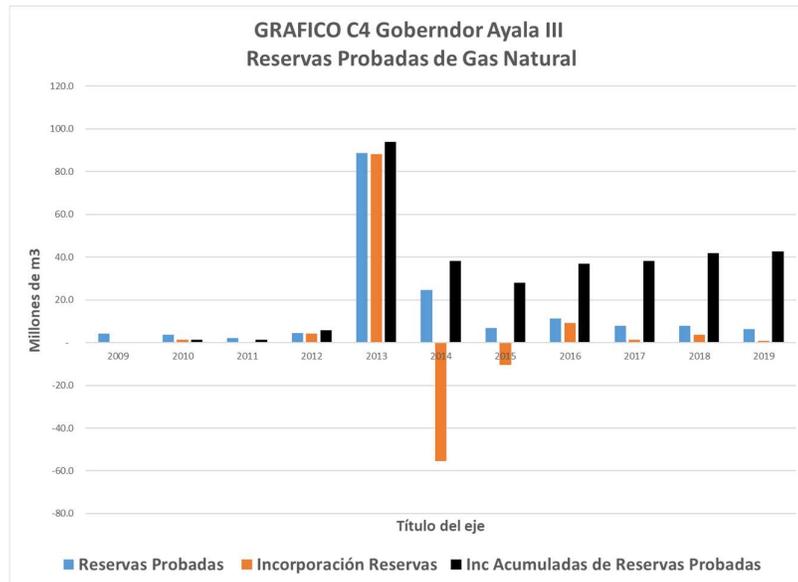
Y también de 500.000 m3 de petróleo, como puede apreciarse en el Grafico C3



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaria de Energía

¿Bien nuevamente la pregunta es que produjo estas revisiones negativas, y que paso con los proyectos de inversión que se dieron de baja? Finalmente, también

en Gobernador Ayala III, es notable la revisión negativa de las reservas probadas de gas natural, luego del año 2013.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

En materia de recuperación secundaria, la misma no necesariamente se ha aplicado a todos los yacimientos de una misma unidad de negocio, o a todas las capas productivas dentro de un mismo yacimiento. La ausencia de estas inversiones, particularmente cuando el mecanismo de drenaje es el de gas disuelto, debería ser un indicio de oportunidades de inversión para ser analizadas.

Por su parte la magnitud de recursos contingentes, debería permitir ilustrar las posibilidades de desarrollo en las áreas en explotación sobre las cuales, por diversas causas, no se ha tomado la decisión de inversión.

Llama mucho la atención que, en algunas áreas importantes, no se declaren volúmenes por este concepto, y si se declaren Reservas. Es muy poco probable, que puedan existir producción y reservas, y que no existan recursos contingentes, tal como se observa en los casos de Gobernador Ayala III, Gobernador Ayala V, y Jagüel de los Machos. Cabe señalar que, en estimaciones anteriores, los recursos contingentes al menos de Jagüel de los Machos, se encontraban ubicados totalmente en la Provincia de La Pampa

## **7. Índice de Tablas**

- TABLA 1 Pozos al 31/12/2019 – Profundidad Total
- TABLA 2 Ejemplo 1 de producción incremental de pozos de baja productividad
- TABLA 3 Ejemplo 2 de producción incremental de pozos de baja productividad
- TABLA 4 Tasas de regalías para pozos de baja productividad.
- TABLA 5 Crédito fiscal para nuevos proyectos exploratorios.
- TABLA 6 Razón entre inversiones de distinto tipo.
- TABLA 7 Crédito fiscal para nuevos proyectos de desarrollo.
- TABLA 8 Comparación de regímenes de regalías.
- TABLA A1 Comparación de indicadores físicos.
- TABLA A2 Función de ponderación de profundidad vertical.
- TABLA B1 Análisis de diversos esquemas de Unidades de Trabajo.

## **8. Índice de gráficos**

- GRAFICO C1 25 de mayo – Medanito sudeste. Reservas de petróleo
- GRAFICO C2 Medanito. Reservas probadas de petróleo.
- GRAFICO C3 Medanino. Reservas probadas de gas natural.
- GRAFICO C4 Gobernador Ayala III. Reservas probadas de gas natural

## V. Proyecto de normas de regalías y modelo de contrato de asociación para Pampetrol SAPEM y empresas privadas

En el mes de diciembre de 2020, dos provincias vecinas a La Pampa lanzaron sus respectivos planes de promoción en materia hidrocarburífera con el objeto de atraer inversiones e incrementar la producción de hidrocarburos en sus respectivos territorios.

El 4 de diciembre de 2020, el Senado y la Cámara de Diputados de la provincia de Mendoza sancionaron la Ley N° 9279,<sup>205</sup> mediante la cual se autoriza al Poder Ejecutivo crear el Programa “Mendoza Activa Hidrocarburos” que tiene como objeto “promover el desarrollo, la reactivación y el incremento de la producción de la actividad hidrocarburífera en el ámbito de la Provincia de Mendoza.”<sup>206</sup>

La Ley establece la posibilidad de que a todo beneficiario del programa se le reintegre un porcentaje de su inversión para proyectos de puesta en producción y/o en la reactivación de pozos existentes siempre que a la fecha de publicación de la Ley 9279 estuviesen sin producción.

En particular, el beneficio contemplado en el Programa “Mendoza Activa Hidrocarburos” es un aporte no reintegrable de hasta el 40% de la inversión efectivamente realizada, neta de IVA a través de certificados de Crédito Fiscal, que pueden ser aplicados el cincuenta por ciento (50%) para el pago del impuesto a los Ingresos Brutos de la Provincia de Mendoza y el otro cincuenta por ciento (50%) para el pago de las Regalías hidrocarburíferas de la Provincia de Mendoza.<sup>207</sup>

Toda persona humana o jurídica que sean Titulares de Concesiones de explotación o de Permisos de explotación y los agentes operadores de estos, que realicen las inversiones correspondientes pueden acceder al beneficio del crédito fiscal.

Por último, se establece un plazo máximo para la utilización de los certificados de crédito fiscal, el 31 de diciembre de 2023.<sup>208</sup>

El 4 de diciembre de 2020, la Legislatura de la provincia de Río Negro sancionó la Ley N° 5490, que creó el Marco Regulatorio de Estímulo para la Recuperación de pozos hidrocarburíferos de baja productividad y/o inactivos.<sup>209</sup>

---

<sup>205</sup> Ley Provincial 9279, publicada en el Boletín Oficial de la provincia de Mendoza, el 4 de diciembre de 2020.

<sup>206</sup> Art. 1 Ley Provincia 9279.

<sup>207</sup> Ver art. 2 y 4 Ley Provincial 9279.

<sup>208</sup> Ver art. 5 y 6 Ley Provincial 9279.

<sup>209</sup> Ley Provincial 5490, publicada en el Boletín Oficial de la provincia de Río Negro, el 30 de diciembre de 2020.

Entre los objetivos del mencionado marco regulatorio se establecieron: i) incrementar las reservas hidrocarburíferas; ii) optimizar los niveles de producción de hidrocarburos; iii) aumentar el empleo rionegrino; iv) incrementar los ingresos públicos por incremento de la actividad hidrocarburífera promocionada; v) impulsar la inversión permanente y sostenida en las actividades que se desarrollan; y vi) promover el desarrollo del “compre rionegrino” y el fortalecimiento de las PYMES.<sup>210</sup>

Pueden ser beneficiarios del régimen los titulares de concesiones de explotación, quienes podrán operar los pozos recuperados o encomendar dicha operación a “Sujetos Recuperadores”, que tienen la obligación de inscribirse en un registro provincial.<sup>211</sup> Asimismo, todo interesado deberá presentar sus proyectos de recuperación de pozos para su evaluación por la Secretaría de Energía (como autoridad de aplicación). Finalmente, la aprobación de los proyectos dependerá del Poder Ejecutivo provincial que deberá ratificar los términos del Acuerdo de Recuperación.<sup>212</sup>

Este marco regulatorio está destinado a la reactivación de pozos de baja productividad y pozos inactivos, individualmente considerados, independientemente de la productividad total del área concesionada, y en su caso, del tipo de explotación convencional o no convencional.<sup>213</sup>

Los beneficios previstos en el régimen pueden ser otorgados en forma total o parcialmente dependiendo de la viabilidad económica del plan de recuperación aprobado. Los beneficios establecidos en el art. 7 son los siguientes: i) reducción de alícuota de regalías, hasta un piso de cinco por ciento (5%), sobre la producción incremental resultante de los pozos comprendidos en el plan de recuperación; ii) exención o reducción del canon de explotación sobre la superficie correspondiente a los pozos comprendidos en el plan de recuperación; iii) exención de hasta el cien por ciento (100%) de la alícuota del impuesto a los Ingresos Brutos aplicable a la producción incremental de los pozos comprendidos en el plan de recuperación; iv) exención de hasta el cien por ciento (100%) del impuesto a los ingresos brutos sobre las actividades relacionadas con la operación, mantenimiento, recuperación e intervención de los pozos comprendidos en el plan de recuperación; y vi) exención del impuesto de sellos sobre los contratos directamente relacionados con el plan de recuperación.

El plazo máximo de otorgamiento de los beneficios es de diez (10) años y para acceder a los beneficios, el Concesionario o Sujeto Recuperador debe presentar un Plan de Recuperación ante la autoridad de aplicación hasta el 28 de

---

<sup>210</sup> Ver art. 2 Ley Provincial 5943.

<sup>211</sup> Ver arts. 20 y 21 Ley Provincial 5943.

<sup>212</sup> Art. 17 Ley Provincial 5943.

<sup>213</sup> Art. 5 Ley Provincial 5943.

febrero de 2021. Aunque el Poder Ejecutivo Provincial tiene la potestad de extenderlo.<sup>214</sup>

No es la primera vez que una provincia establece un régimen de promoción e incentivo para la industria hidrocarburífera.

En el año 2015, la provincia de Chubut creó un régimen de promoción e incentivo con carácter extraordinario y temporal para todo concesionario de hidrocarburos que incremente su producción mensual computable respecto a la realizada en igual trimestre calendario del año anterior.<sup>215</sup>

El régimen de promoción consistía en el pago de incentivos por parte de la Provincia a los Concesionarios de hidrocarburos sobre el valor incremental de acuerdo a la siguiente escala: i) un monto equivalente al cincuenta por ciento (50%) de las Regalías y del Bono de Compensación percibidos en concepto de producción incremental mensual, cuando el precio internacional del petróleo cotice por debajo de los cincuenta dólares (U\$S 50); ii) un monto equivalente al treinta y tres con treinta y dos por ciento (33,32%) de las Regalías y del Bono de Compensación percibidos en concepto de producción incremental mensual, cuando el precio internacional del petróleo cotice entre los cincuenta dólares (U\$S50) y los cincuenta y cinco dólares (U\$S 55); iii) un monto equivalente dieciséis con sesenta y siete por ciento por ciento (16,67%) de las Regalías y del Bono de Compensación percibidos en concepto de producción incremental mensual, cuando el precio internacional del petróleo cotice entre los cincuenta y cinco dólares (U\$S55) y los sesenta dólares (U\$S60).<sup>216</sup>

El art. 6 establecía una vigencia del régimen de seis meses. Sin embargo, podía prorrogarse de acuerdo a la situación del mercado hidrocarburífero.

Es importante destacar que los planes de promoción lanzados recientemente por las provincias de Río Negro y Mendoza mencionados precedentemente tiene beneficios que exceden las regalías. En particular, hay exenciones o reducciones para el pago del impuesto a los ingresos brutos, canon e impuesto de sellos.

Por otra parte, la propuesta elaborada, incluye la posibilidad de dar cabida a proyectos de reactivación de pozos, como proyectos incrementales de desarrollo, pero también contempla otras medidas tales como otro tipo de proyecto de desarrollo, como por ejemplo recuperación secundaria, la promoción de la exploración, y evitar el cierre de pozos aun productivos.

De conformidad con los términos y referencias del presente trabajo, nuestra propuesta normativa hace referencia exclusivamente al régimen de regalías. Sin embargo, perfectamente podría complementarse con ciertos beneficios en el canon o en los impuestos provinciales de ingresos y sellos.

---

<sup>214</sup> Art. 13 Ley Provincial 5943.

<sup>215</sup> Decreto Provincial N°71/15 de Chubut, del 3 de febrero de 2015.

<sup>216</sup> Art. 2 del Decreto Provincial N°71/15.

De esta manera se acompañan:

- a) Proyecto de ley provincial modificando el régimen de regalías,
- b) Proyecto de resolución de la Secretaria de Energía creando un registro de proyectos beneficiarios de uno o varios de los regímenes mencionados.
- c) Modelo de Acta Acuerdo para modificar el régimen de regalías en los contratos de Pampetrol SAPEM y/o empresas privadas

## **1. Proyecto de Ley “Programa de Promoción Hidrocarburífera”**

### **Capítulo I**

#### **Objetivos**

**Art. 1º.- Creación.** Autorízase al Poder Ejecutivo Provincial a crear en el ámbito del Ministerio de Producción el “Programa de Promoción Hidrocarburífera”, que tendrá como objetivo estimular la explotación racional de los recursos en el ámbito de la Provincia de La Pampa.

**Art. 2º.- Objetivos.** El “Programa de Promoción Hidrocarburífera” tiene como objetivos específicos los siguientes:

- a) Evitar el cierre prematuro de pozos;
- b) Fomentar inversiones en la etapa exploratoria;
- c) Promover un factor de recuperación mayor de los hidrocarburos in situ.
- d) Aumentar las reservas no desarrolladas de la Provincia de La Pampa;
- e) Estimular el desarrollo del almacenaje subterráneos de gas natural en los yacimientos repletados de petróleo;
- f) Fomentar el desarrollo de recursos no convencionales tipo “Shale”;
- g) Aumentar los ingresos públicos por el incremento de la actividad hidrocarburífera

### **Capítulo II**

#### **Definiciones**

**Art. 3º.-** Los términos utilizados en este “Programa de Promoción Hidrocarburífero” tiene el significado previsto en el presente artículo.

**“Almacenaje Subterráneo de Gas Natural”** significa la actividad de mantener Gas en instalaciones, subterráneas, durante un período de tiempo, e incluye la inyección, depósito y retiro del Gas. Quedan comprendidas todas las actividades conexas de recibir, descargar, almacenar, procesar, y comprimir Gas.

**“Autoridad de Aplicación”** es la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Producción de la Provincia de La Pampa.

**“Concesionario”** es toda persona jurídica que sea titular de una Concesión de Explotación otorgado por la Provincia de la Pampa o por el Estado Nacional a través de la Ley 17.319.

**“Contratista”** es toda persona jurídica que haya celebrado un contrato con la Provincia de La Pampa o con la empresa Pampetrol SAPEM con el objeto de explorar, explotar y desarrollar hidrocarburos.

**“Declaración de Comercialidad”** es la comunicación escrita oficial presentada por una persona jurídica ante la Autoridad de Aplicación denunciando la existencia de un nuevo descubrimiento comercial de hidrocarburos en un Área Hidrocarburífera de la Provincia de La Pampa.

**“Dólar Estadounidense”** es la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.

**“Inversiones en desarrollo”** significa todas las inversiones llevadas a cabo de conformidad con un Plan de Desarrollo, para desarrollar un yacimiento sobre el cual se ha declarado la comercialidad, incluyendo sin limitación, las inversiones en perforación, profundización, terminación y reparación de Pozos. Proyectos de recuperación primaria, secundaria y mejorada, así como mantenimiento de presión, la ingeniería y construcción, de instalaciones o plantas de producción, etc.

**“PAMPETROL”** es la empresa provincial denominada Pampetrol S.A.P.E.M. (sociedad anónima con participación estatal mayoritaria).

**“Permisionario”** es toda persona jurídica que sea titular de un Permiso de Exploración otorgado por la Provincia de la Pampa.

**“Pozo Hidrocarburífero”** es un pozo de petróleo o gas natural de jurisdicción provincial de La Pampa.

**“Producción Incremental”** es el volumen de hidrocarburos, expresados en metros cúbicos por día, efectivamente producidos como consecuencia de la implementación del Programa de Promoción Hidrocarburífero.

**“Producción No Convencional de Hidrocarburos”** es la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquistos o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

**“Reservas”** son las acumulaciones descubiertas de hidrocarburos comercialmente recuperables a una fecha dada. La clasificación establecida de reservas y recursos con sus respectivas definiciones, se basan en todo lo establecido por la Resolución S.E.N. N° 324/2006.

**“Reservorio”** es un estrato del subsuelo que contiene o se piensa que contiene una acumulación de hidrocarburos que puede ser objeto de producción separada de otra acumulación de hidrocarburos.

**“Resolución S.E.N. N° 324/2006”** es la Resolución N° 346 del 2006 de la Secretaría de Energía de la Nación publicada en el Boletín Oficial el día 20 de marzo de 2006.

**“S.E.N.”** es la Secretaría de Energía de la Nación.

**“Unidades de Trabajo”** es el parámetro expresado en unidades económicas convencionales, que permite valorizar, medir y comparar la magnitud e importancia de diversos parámetros (como, por ejemplo, metros de perforación, cantidad de pozos a perforar, kilómetros de líneas sísmicas a adquirir, etc.) de las actividades e inversiones en la etapa de exploración

### **Capítulo III**

#### **Modalidades – Sujetos - Beneficios**

**Art. 4°.- Modalidades.** El Programa estará compuesto por cinco (5) regímenes especiales, a saber: i) Régimen para evitar el cierre prematuro de pozos; ii) Régimen para inversiones en exploración incrementales; iii) Régimen para inversiones en desarrollo incrementales; iv) Régimen para el desarrollo de almacenajes subterráneos de gas en yacimientos depletados de petróleo; y v) Régimen para el desarrollo inicial de recursos no convencionales.

**Art. 5°.- Sujetos alcanzados.** Es aplicable a toda persona jurídica que sea titular de Permisos de Exploración o Concesiones de Explotación otorgadas por la Provincia de la Pampa o por el Estado Nacional a través de la Ley 17.319, y las que se otorguen durante el plazo de vigencia del presente Programa y/o Contratista con la empresa Pampetrol, siempre que cumplan con las condiciones y requisitos establecidos en la presente Ley, y/o que inicien las inversiones correspondientes a partir de la fecha de la vigencia del Programa, podrán acceder a una reducción de las regalías u obtener el beneficio de un crédito fiscal aplicable al pago de las regalías.

**Art. 6°.- Crédito Fiscal.** La utilización de cualquier crédito fiscal que se derive de estos regímenes especiales podrá aplicarse exclusivamente contra el pago de regalías que correspondan a la producción incremental de hidrocarburos obtenidos en el marco del Presente Programa.

**Art. 7°.- Alícuotas Regalías.** La Autoridad de Aplicación será quien determine las alícuotas de las Regalías de acuerdo con las características geológicas y a los costos de producción de cada Concesión o Yacimiento. La alícuota de las regalías puede reducirse como máximo hasta el cinco por ciento (5%).

**Art. 8°.- Estabilidad Tributaria.** - Los Permisionarios, Concesionarios o Contratistas que desarrollen actividades en el presente Programa no recibirán incrementos en su carga tributaria provincial sobre la actividad desarrollada en las respectivas Áreas Hidrocarburíferas en la Provincia de La Pampa.

**Art. 9°.- Autoridad de Aplicación.** La Secretaria de Energía de la Provincia de La Pampa es la autoridad de aplicación de la presente Ley y podrá dictar las normas supletorias o complementarias para la adecuada implementación del presente Programa.

## **Capítulo IV**

### **Régimen para evitar el cierre prematuro de pozos**

**Art. 10°.-** Este régimen de promoción consistirá en establecer una tasa de regalías decreciente para los pozos que se encuentren en la instancia previa a su cierre por baja productividad, con el objeto de prolongar su vida útil y en consecuencia, evitar el cierre prematuro de los pozos.

**Art. 11°.-** La Autoridad de Aplicación identificara pozos o conjuntos de pozos dentro de un yacimiento, conforme lo permitan las instalaciones de medición, cuyo cierre, conforme a los estudios técnicos disponibles, se espera que ocurra para un nivel de producción por día similar. Para la producción de los mismos establecerá una tasa de regalía decreciente que compense la caída en la producción diaria del pozo. Se adjunta modelo de calculo como Anexo I

**Art. 12°.-** A los efectos de instrumentar este plan la Autoridad de Aplicación, tendrá en consideración los siguientes parámetros: i) las presentaciones juradas de las empresas respecto de los flujos de fondos de cada Concesión y/o Yacimiento presentados por las empresas de conformidad por la Resolución S.E.N. N° 324/2006 suministrados a la Provincia, hasta el 31 de marzo del año 2020; ii) las Certificaciones de Reservas de áreas de características similares, suministrados a la Provincia, hasta el 31 de marzo del año 2020; y iii) cualquier otra información o dato que la Autoridad de Aplicación considere apropiado.

**Art. 13°.-** Todo Permisionario, Concesionario u Contratista de un Área Hidrocarburífera de la Provincia de La Pampa, podrá conservar el beneficio de una tasa de regalías decreciente en los pozos beneficiados por este régimen, siempre y cuando el correspondiente pozo hidrocarburífero no deje de producir.

## **Capítulo V**

### **Régimen para inversiones en exploración incrementales**

**Art. 14°.-** Este régimen de promoción consistirá en el otorgamiento de un crédito fiscal, a favor del Permisionario, Concesionario u Contratista de un Área Hidrocarburífera de la Provincia de La Pampa que efectúe una declaración de comercialidad de un nuevo descubrimiento.

**Art. 15°.-** El crédito fiscal será establecido en dólares estadounidenses y nunca podrá superar el setenta por ciento (70%) del valor de la Unidades de Trabajo establecida oportunamente por la Autoridad de Aplicación, conforme al Anexo II.

**Art 16.** Autorízase a la Autoridad de Aplicación a modificar y/o complementar el Anexo II, en función de los estudios técnicos que realice a tal efecto, para el mejor cumplimiento de los objetivos de la presente ley.

**Art. 17.-** Para tener derecho a la obtención del crédito fiscal será necesario cumplir con las siguientes condiciones: i) obtener la aprobación de la Autoridad de Aplicación para el nuevo proyecto, ii) comprometer nuevas inversiones en áreas remanentes a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley y de conformidad con las condiciones que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación; iii) declarar la comercialidad de un nuevo descubrimiento sobre las mismas áreas donde se realizaron las inversiones en exploración incrementales; y iv) el crédito fiscal será intransferible y solo podrá ser utilizado para el pago de regalías a la Provincia de La Pampa siempre que correspondan a la producción originada del nuevo descubrimiento comercial y como consecuencia de las inversiones en exploración incrementales.

## **Capítulo VI**

### **Régimen para inversiones en desarrollo incrementales**

**Art. 18°.-** Este régimen de promoción consistirá en el otorgamiento de un crédito fiscal, a favor del Permisionario, Concesionario u Contratista de un Área Hidrocarburífera de la Provincia de La Pampa que efectivamente incremente las

inversiones en desarrollo respecto de los compromisos de inversiones existentes y presentados oportunamente a través de las declaraciones juradas de los informes de Certificaciones de Reservas bajo el concepto de reservas no desarrolladas.

**Art. 19°.-** El crédito fiscal será establecido en dólares estadounidenses y nunca podrá superar el setenta por ciento (70%) de las inversiones incrementales en desarrollo o el setenta por ciento (70%) del valor de la Unidades de Trabajo comprometidas ante la Autoridad de Aplicación, conforme al Anexo III.

**Art 20°.** Autorízase a la Autoridad de Aplicación a modificar y/o complementar el Anexo III, en función de los estudios técnicos que realice a tal efecto, para el mejor cumplimiento de los objetivos de la presente ley.

**Art. 21°.-** Para tener derecho a la obtención del crédito fiscal será necesario comprometer inversiones incrementales en desarrollo a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley y de conformidad con las condiciones que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación en alguno de los siguientes supuestos: i) reparación de pozos; ii) nuevas perforaciones de pozos productivos; iii) nuevos proyectos de recuperación secundaria o terciaria.; iv)reingreso a formación; y v) cualquier otra instalación o mecanismo que permitan aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos de un yacimiento.

**Art. 22°.-** El crédito fiscal será intransferible y solo podrá ser utilizado para el pago de regalías a la Provincia de La Pampa siempre que correspondan a la producción originada como consecuencia de las inversiones en desarrollo incrementales.

## **Capitulo VII**

### **Régimen para almacenaje subterráneo de gas natural**

**Art. 23°.-** Este régimen de promoción consistirá en establecer una reducción de las regalías sobre toda producción incremental de hidrocarburos líquidos que se obtenga como consecuencia del proceso para transformar un yacimiento de petróleo agotado en un Almacenaje Subterráneo de Gas Natural.

**Art. 24°.-** Todo Permisionario, Concesionario u Contratista de un Área Hidrocarburífera de la Provincia de La Pampa, podrá presentar un proyecto de este

tipo a consideración de la Autoridad de Aplicación, el cual en caso de ser aprobado, pagará mensualmente en concepto de regalías un porcentaje del cinco por ciento (5%) sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos como consecuencia del proceso de transformación de un yacimiento de petróleo agotado en un Almacenaje Subterráneo de Gas Natural.

## **Capítulo VIII**

### **Régimen para la Producción No Convencional de Hidrocarburos**

**Art. 25°.-** Este régimen de promoción consistirá en estimular las inversiones en el desarrollo de inversiones en nuevos yacimientos no convencionales, estableciendo una reducción de las regalías por el plazo de diez (10) años.

**Art. 26°.-** Todo Permisario, Concesionario u Contratista de un Área Hidrocarburífera de la Provincia de La Pampa, podrá presentar un proyecto de este tipo a consideración de la Autoridad de Aplicación, el cual en caso de ser aprobado, pagará mensualmente en concepto de regalías un porcentaje del cinco por ciento (5%) sobre toda la producción de petróleo, condensado y gas natural, que se obtenga de yacimientos no convencionales, desde el inicio de la producción y por el plazo máximo de diez (10) años.

## **Capítulo IX**

### **Disposiciones Finales**

**Art. 27°.- Renegociación.** Autorízase al Poder Ejecutivo Provincial, en representación de la Provincia, a renegociar con la Empresa Pampetrol SAPEM y/o cualquier persona jurídica titular de un Permiso de Exploración o de una Concesión de Explotación de Hidrocarburos, y/o parte de un Contrato de Locación de Obra y Servicios para la exploración, explotación y desarrollo de hidrocarburos a efectos de incluir en los respectivos contratos los beneficios previstos en el presente “Programa de Desarrollo Hidrocarburífero.”

**Art. 28°.- Reglamentación.** - La Autoridad de Aplicación deberá reglamentar el “Programa de Desarrollo Hidrocarburífero” dentro del plazo de \_\_ (\_\_) días de su promulgación.

**Art. 29°.-** Comuníquese al Poder Ejecutivo. –

**ANEXO I - Tasa de regalías para prolongar vida útil de pozos**

**Modelo preliminar de calculo**

Concepto		Observaciones
1	Producción	
	Año de cierre - 2	m3
	Año de cierre - 1	m3
2	Pozos activos	
	Año de cierre - 2	Cantidad
	Año de cierre - 1	Cantidad
3	Producción por pozo	
	Año de cierre - 2	m3/pozo
	Año de cierre - 1	m3/pozo
5	Tasa de declinación en la producción por pozo	
	Año de cierre -1	%
	Año de cierre	%
4	Tasa de regalías	%
5	Tasa de declinación en la producción por pozo	%
6	Tasa de regalías para pozos baja procutiv 1er año	%
	2do año	%
	3er año	%
	4to año	%

ANEXO II

**TABLA PARA EL COMPUTO DEL CREDITO FISCAL PARA NUEVOS PROYECTOS EXPLORATORIOS  
VALOR DE LA UNIDAD DE TRABAJO (en u\$s)**

Tipo de Trabajo	EQUIVALENCIA EN UNIDADES DE TRABAJO (UT)			
1	<b>GEOFISICOS</b>			
1.1	<b>SISMICA</b>			
	Registro de Sismica 2 - D de reflexión (km)			0.12
	Reprocesamiento Sismica 2 - D (km)			0.012
	Registro de Sismica 3 - D (km2)			1
	Reprocesamiento Sismica 3 - D (km2)			0.025
1.2	<b>MAGNETOMETRIA (km2)</b>			0.002
1.3	<b>LEVANTAMIENTO AERO - GRAVIMETRICO</b>			0.9
	(km Lneal Volado)			
1.4	<b>GRAVIMETRIA TERRESTRE (km2)</b>			0.012
2	<b>POZOS DE EXPLORACION (X)</b>			
	Profundidad perforada	Hasta 1000	UT por metro	0.100
		De 1001 a 2000	UT por metro	0.043
		De 2001 a 3000	UT por metro	0.152
		De 3001 a 4000	UT por metro	0.228
		De 4001 a 5000	UT por metro	0.286
3	<b>TOTAL</b>			
4	<b>CREDITO FISCAL</b>			

ANEXO III

**TABLA PARA EL COMPUTO DEL CREDITO FISCAL PARA NUEVOS PROYECTOS DE DESARROLLO**  
VALOR DE LA UNIDAD DE TRABAJO (en u\$s) 8.000.00

Tipo de Trabajo	EQUIVALENCIA EN UNIDADES DE TRABAJO (UT)			
1	GEOFISICOS			
1.1	SISMICA			
	Registro de Sismica 2 - D de reflexión (km)			0.12
	Reprocesamiento Sismica 2 - D (km)			0.012
	Registro de Sismica 3 - D (km2)			1
	Reprocesamiento Sismica 3 - D (km2)			0.025
1.2	MAGNETOMETRIA (km2)			0.002
1.3	LEVANTAMIENTO AERO - GRAVIMETRICO (km Lneal Volado)			0.9
1.4	GRAVIMETRIA TERRESTRE (km2)			0.012
2	POZOS DE DESARROLLO			
	Profundidad perforada	Hasta 1000	UT por metro	0.08
		De 1001 a 2000	UT por metro	0.034
		De 2001 a 3000	UT por metro	0.121
		De 3001 a 4000	UT por metro	0.183
		De 4001 a 5000	UT por metro	0.229
3	TOTAL			
4	CREDITO FISCAL			

## 2. Proyecto de Resolución de la Secretaría de Energía de La Pampa

Resolución N° \_\_\_ Reglamentación LEY N° de “PROGRAMA DE PROMOCIÓN HIDROCARBURÍFERA”

Santa Rosa, \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2021

### **VISTO:**

El expediente N° \_\_\_\_/21, caratulado: “MINISTERIO DE LA PRODUCCIÓN – SECRETARÍA DE ENERGÍA – S/ REGLAMENTACIÓN DE LA LEY N° \_\_\_\_ “PROGRAMA DE PROMOCIÓN HIDROCARBURÍFERA”; y

### **CONSIDERANDO:**

Que la Constitución Nacional en su artículo 124, establece que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio, y la Ley Nacional 26.197 en su artículo 2° establece que “...las Provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de plenos derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado Nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas de sus titulares.”;

Que la Provincia de La Pampa sancionó la Ley N°2675, donde en su artículo 1° establece: “Los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, como así también toda otra fuente natural de energía sólida, líquida o gaseosa situada en el subsuelo y suelo de la provincia de La Pampa, pertenecen al patrimonio exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado Provincial”,

Que, bajo ese marco normativo, la Provincia de La Pampa sancionó la Ley N° \_\_\_\_ y autorizó al Poder Ejecutivo Provincial a crear en el ámbito del Ministerio de Producción el “PROGRAMA DE PROMOCIÓN HIDROCARBURÍFERO.”

Que en el artículo 4° se establece que el Programa estará compuesto por cinco (5) regímenes especiales, a saber: i) Régimen para evitar el cierre prematuro de pozos; ii) Régimen para inversiones en exploración incrementales; iii) Régimen para inversiones en desarrollo incrementales; iv) Régimen para el desarrollo de almacenajes subterráneos de gas en yacimientos depletados de petróleo; y v) Régimen para el desarrollo inicial de recursos no convencionales.”

Que resulta primordial, crear el Registro de todo Proyecto que quiera inscribirse dentro del PROGRAMA DE PROMOCIÓN HIDROCARBURÍFERA.

Que la Secretaría de Energía se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuestos en los Artículos 24° de la Ley N°2675 y Artículos 3°, 7°, 9°, 11°, 12°, 16°, 20° y 28° de la Ley N° \_\_\_\_.

Que las Delegaciones de Asesoría Letrada de Gobierno actuantes en la Secretaría de Energía, en el Ministerio de Producción y en el Ministerio de Hacienda y Finanzas, y Asesoría Letrada de Gobierno, han tomado la debida intervención;

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA DE LA PAMPA

**RESUELVE:**

**Artículo 1°-** Toda empresa titular de un Permiso de Exploración, Concesión de Explotación u Contratista de un Área Hidrocarburífera de la Provincia de La Pampa para poder adherirse al PROGRAMA DE PROMOCIÓN HIDROCARBURÍFERA deberán acompañar en carácter de declaración jurada los flujos de fondos de cada Concesión y/o Yacimiento con base a los cuales se han estimado las reservas de hidrocarburos de conformidad por la Resolución Secretaría de Energía de la Nación N° 324/2006 suministrados a la Provincia, hasta el \_\_ de \_\_\_\_\_ de cada año.

**Artículo 2°-** Toda empresa titular de un Permiso de Exploración, Concesión de Explotación u Contratista de un Área Hidrocarburífera de la Provincia de La Pampa

para poder adherirse al Régimen para evitar el cierre prematuro de pozos; deberán acompañar en carácter de declaración jurada, el programa de cierre de pozos, asociado a cada Concesión y/o Yacimiento con base a los cuales se han estimado las reservas de hidrocarburos de conformidad por la Resolución Secretaría de Energía de la Nación N° 324/2006 suministrados a la Provincia, hasta el \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de cada año. Deberá proveer asimismo un detalle de los puntos de medición de la producción de cada pozo.

**Artículo 3°-** Toda empresa titular de un Permiso de Exploración, Concesión de Explotación u Contratista de un Área Hidrocarburífera de la Provincia de La Pampa para poder adherirse al Régimen para inversiones en exploración y/o en desarrollo incrementales; deberán acompañar en carácter de declaración jurada, una memoria técnica con los fundamentos de cada proyecto, el detalle de las UT en cada tipo de trabajo, y un cronograma de ejecución de dichas inversiones.

**Artículo 4°-** Se establece como valor de la Unidades de Trabajo la suma de \_\_\_\_\_ dólares estadounidenses (U\$S\_\_) para las inversiones en exploración.

**Artículo 5°-** Se establece como valor de la Unidades de Trabajo la suma de \_\_\_\_\_ dólares estadounidenses (U\$S\_\_) para las inversiones en desarrollo.

**Artículo 6°-** Crease en el ámbito de la Subsecretaria de Hidrocarburos dependiente de la Secretaria de Energía, el REGISTRO PÚBLICO DE PROYECTOS del PROGRAMA DE PROMOCIÓN HIDROCARBURÍFERA para los cinco (5) regímenes especiales creados por la Ley N° \_\_\_\_.

**Artículo 7°-** La categorización de un PROYECTO dentro del PROGRAMA DE PROMOCIÓN HIDROCARBURÍFERA podrá ser revertida en el caso en que el productor en cuestión no cumpla con sus obligaciones de producción o inversión según corresponda.

**Artículo 8°-** Dése al Registro Oficial y al Boletín Oficial, comuníquese.

### **3. Modelo de Acta Acuerdo para modificar el régimen de regalías en los contratos de Pampetrol SAPEM y/o empresas privadas**

En la ciudad de Santa Rosa, a los \_\_\_ días del mes de \_\_\_\_\_ de 2021, se reúnen el Sr. Gobernador de la Provincia de la Pampa, \_\_\_\_\_ y el Sr. Presidente de la empresa \_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_ en atención a la sanción de la Ley Provincial N° \_\_\_\_\_, ambas partes han manifestado la intención de incorporar los regímenes especiales creados por el "PROGRAMA DE PROMOCIÓN HIDROCARBURÍFERA" de la PROVINCIA DE LA PAMPA.

Por lo expuesto ambas partes convienen celebrar el presente ACTA ACUERDO, ad-referéndum de la Cámara de Diputados, conforme las siguientes cláusulas:

**CLAUSULA PRIMERA:** Se acuerda modificar, en la parte que específicamente se menciona a continuación y referida al régimen de regalías, los artículos del CONTRATO DE CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DEL AREA \_\_\_\_\_ firmado el \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ en un todo de acuerdo a la documentación obrante en el expediente N° \_\_\_\_\_ de acuerdo a la siguiente redacción:

**Artículo X:** El CONTRATISTA abonará mensualmente a LA PROVINCIA en concepto de REGALÍAS EN LA EXPLOTACIÓN que le corresponden en su carácter de propietaria del recurso, los siguientes porcentajes de acuerdo a la PRODUCCIÓN COMPUTABLE a partir de la fecha de vigencia del presente ACTA ACUERDO:

- i. El \_ POR CIENTO (\_\_\_%) para los siguientes pozos y/o yacimientos de baja productividad: [listado I de pozos y/ yacimientos ], a partir del día... del mes de ... del año ....
- ii. El \_ POR CIENTO (\_\_\_%) para los siguientes pozos y/o yacimientos de baja productividad: [listado II de pozos y/ yacimientos ], a partir del día....del mes de .....del año.....
- iii. El \_ POR CIENTO (\_\_\_%) para los siguientes pozos y/o yacimientos de baja productividad: [listado III de pozos y/ yacimientos ] a partir del día...del mes de .....del año.....

**Artículo X:** El CONTRATISTA tendrá un derecho al otorgamiento de un crédito fiscal de \_\_\_\_\_ dólares estadounidenses (U\$S\_\_\_\_\_) al efectuar una declaración de un nuevo descubrimiento comercial sobre las mismas áreas donde se realizaron las inversiones en exploración incrementales, previa aprobación del proyecto por parte de la Autoridad de Aplicación de la Ley xxxx.

**Artículo X:** El CONTRATISTA tendrá un derecho al otorgamiento de un crédito fiscal de \_\_\_\_\_ dólares estadounidenses (U\$S\_\_\_\_\_) cuando efectivamente incremente las inversiones en desarrollo respecto de los compromisos de inversiones existentes, previa aprobación del proyecto por parte de la Autoridad de Aplicación de la Ley xxxx.

**Artículo X:** El CONTRATISTA abonará mensualmente a LA PROVINCIA en concepto de REGALÍAS EN LA EXPLOTACIÓN UN CINCO POR CIENTO (5%) sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos como consecuencia del proceso de transformación de un yacimiento de petróleo agotado en un Almacenaje Subterráneo de Gas Natural, previa aprobación de cada proyecto por la Autoridad de Aplicación de la Ley.....

**Artículo X:** El CONTRATISTA abonará mensualmente a LA PROVINCIA en concepto de REGALÍAS EN LA EXPLOTACIÓN UN CINCO POR CIENTO (5%) sobre toda la producción de petróleo, condensado y gas natural, que se obtenga de yacimientos no convencionales, desde el inicio de la producción y por el plazo máximo de diez (10) años, previa aprobación de cada proyecto por la Autoridad de Aplicación de la Ley.....

**CLAUSULA SEGUNDA:** La empresa se compromete a cumplir con todas las condiciones, obligaciones e inversiones establecidas en la Ley N° \_\_\_\_ “PROGRAMA DE PROMOCIÓN HIDROCARBURÍFERA” de la Provincia de La Pampa y/o cualquier norma supletoria o complementaria dictada por la Secretaría de Energía como Autoridad de Aplicación.

A todo evento se suscriben dos copias de un mismo texto y tenor. -

  
Diego Fernando Guichón