CANALES AUTY

NATURAL RESOURCES LAW

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

olade
Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Energie
Organização Latino-Americana de Energia

La República Dominicana

Ministerio de Energía y Minas

Asistencia Técnica En El Sector Hidrocarburos – República Dominicana

Fase 4 - Propuesta de Política Fiscal

Fecha: 16 de enero de 2017

Strictly Private and Confidential

This report has been prepared for Olade and *el Ministerio de Energia y Minas de la Republica Dominicana* by Canales Auty. The report is intended solely for the benefit of the Client and its contents and conclusions are confidential and may not be disclosed to any other persons or companies without Canales Auty's prior written permission.

The information upon which this report is based has either been supplied to us by the Client or comes from our own experience, knowledge and databases, or our associated partners. The opinions expressed in this report are those of Canales Auty. They have been arrived at following careful consideration and enquiry but we do not guarantee their fairness, completeness or accuracy. We do not accept any liability for your reliance upon them.

Contenidos

Contenidos 2
1 Antecedentes 9
1.1 Metodología 9
2 Introducción 11
2.1 Modalidades Contractuales 11
2.1.1 Contratos de Concesión 12
2.1.2 Contratos de Producción Compartida 13
2.1.3 Contratos de Servicio 14
2.1.4 Impuestos a las Hidrocarburos 15
3 Tipos de Impuestos a los Hidrocarburos 17
3.1 Bonos 17
3.2 Regalías 17
3.3 Impuestos a las Utilidades 18
4 Regímenes Fiscales 19
4.1 Escalas Móviles Basadas en Niveles de Producción 21
4.2 El Factor R 21
4.3 Tasa de Retorno (TR) e Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT) 22
4.3.1 El Mecanismo de Tasa de Retorno de Noruega 22
4.4 La Participación Accionaria del Gobierno 23
5 Comprensión de los Efectos Fiscales en la Exploración, el Desarrollo y la Extracción 25
6 Evaluación de las Buenas Prácticas de la Política Fiscal 29
6.1 Características de un Régimen Fiscal Flexible, Neutro y Progresivo 34
6.2 Legislación General Versus Negociación Contractual. 34
6.2.1 Problemas con el Impuesto a las Utilidades de las Empresas 35
6.2.2 ¿Qué Tasa de "Uplift" se Debe Utilizar en el Impuesto a la Renta de los Recursos (RRT)? 37
6.2.3 ¿Qué Tasa se Debe Utilizar en Mecanismo de Distribución de la Renta Petrolera Basado en TIR? 37
6.3 Estabilidad y Credibilidad 38
6.4 Transparencia en el Manejo de la Contabilidad de Costos 39
6.5 Tratados Internacionales de Doble Tributación 39
6.6 Tributación y Concesión de Derechos de Exploración y Explotación 40
6.7 Consideraciones Fiscales de un Fondo de Abandono 41
6.8 Tratamiento de Cobertura o Hedging 41
6.9 Tributación de los Ingresos por Retención 41

6.10 Tratamiento Especial por Yacimientos Transfronterizos 42
7 Interacción de Régimen Fiscal de Upstream y Dowstream 46
8 Evaluación de las Buenas Prácticas en Otros Países 47
8.1 Trinidad y Tobago 47
8.1.1 Detalles de su Régimen Fiscal 48
8.1.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal 52
8.1.3 Tratamiento Especial por Yacimientos Transfronterizos 54
8.2 Guyana 55
8.2.1 Detalles de su Régimen Fiscal 56
8.2.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal 58
8.2.3 Tratamiento Especial por Yacimientos Transfronterizos 60
8.3 Uruguay 60
8.3.1 Detalles de su Régimen Fiscal 61
8.3.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal 64
8.4 Noruega 65
8.4.1 Detalles de su Régimen Fiscal 66
8.4.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal 68
9 Modelo Upstream de Simulación de Regímenes Fiscales 71
9.1 Estructura del Modelo 71
9.2 Criterios de Evaluación 72
9.3 Supuestos Utilizados para la Modelación de los Regímenes Fiscales 73
9.3.1 Escenarios de Producción 73
9.3.2 Regímenes Fiscales Modelados 74
9.3.3 Supuestos Económicos 75
9.3.4 Presentación de Resultados 77
9.4 Los Resultados de las Políticas Fiscales de los Países Seleccionados 81
10 Régimen Fiscal Propuesto 82
10.1 Las 3 Opciones Propuestas 82
10.1.1 Opción 1: Régimen fiscal basado en Impuestos 82
10.1.2 Opción 2: Modelo Contractual de Producción Compartida (A) 82
10.1.3 Opción 3: Modelo Contractual de Producción Compartida (B) 83
10.2 Descripción de Opción 1 83
10.2.1 Detalles del Régimen Fiscal 83
10.2.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal 84
10.3 Descripción de Opción 2 87
10.3.1 Detalles del Régimen Fiscal 87

10.3.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal 89
10.4 Descripción de Opción 3 91
10.4.1 Detalles del Régimen Fiscal 91
10.4.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal 92
11 Los Resultados de las Opciones de Políticas Fiscales Propuestas para la Republica Dominicana. 93
11.1 Conclusión de la propuesta del Régimen Fiscal 93
11.1.1 Conclusiones Opción 1 93
11.1.2 Conclusiones Opción 2 93
11.1.3 Conclusiones Opción 3 93
11.2 Cuantificación de los Resultados Obtenidos 94
12 Régimen Fiscal Seleccionado 97
13 Conclusiones 99
14 Anexo 1: Escenarios de Producción 104
14.1 Escenarios de Petróleo Onshore 104
14.2 Escenarios de Producción Petróleo Offshore 107
14.3 Escenarios de Producción Gas Natural Offshore 110
14.4 Escenarios de Producción Gas Natural Onshore 113
15 Anexo 2: Los Resultados de las Políticas Fiscales de los Países Seleccionados 116
15.1 Trinidad y Tobago 116
15.1.1 Gas Offshore 116
15.1.2 Petróleo Offshore 124
15.2 Guyana 131
15.2.1 Gas Offshore 131
15.2.2 Petróleo Offshore 140
15.3 Uruguay 149
15.3.1 Petrolero Offshore 149
15.3.2 Petróleo Onshore 158
15.4 Noruega 166
15.4.1 Gas Offshore 166
16 Anexo 3: Los Resultados de las Políticas Fiscales Propuestas 184
16.1 Petróleo Offshore 184
16.2 Gas Onshore 191

Índice de Gráficos

Gráfico 1 : Metodología del proyecto 10
Gráfico 2 : Cronograma del proyecto 10
Gráfico 3: Sistemas Fiscales 12
Gráfico 4: Contratos de Concesión 13
Gráfico 5: Contratos de Producción Compartida 14
Gráfico 6: Contratos de Servicio 15
Gráfico 7: Curva de Costos de Producción de Petróleo, agosto 2016 15
Gráfico 8: Distribución de la Renta Petrolera 16
Gráfico 9: Efecto de la aplicación de un Regalía 17
Gráfico 10: Distribución de la Renta Petrolera 18
Gráfico 11: Regímenes Fiscales 19
Gráfico 12: Noruega y su mecanismo basado en un Impuesto a las Utilidades y Utilidades Extra-ordinarias 23
Gráfico 13: Desarrollo en Fases Incrementales 25
Gráfico 14: Ruta Crítica para la Toma de Decisiones 26
Gráfico 15: VANE antes y después de Impuestos 27
Gráfico 16: Acuerdos bilaterales de los yacimientos transfronterizos 42
Gráfico 17: Organización administrativa de los acuerdos bilaterales 43
Gráfico 18: Organización administrativa de los acuerdos bilaterales 48
Gráfico 19: Participación en las Ganancias, Petróleo – producción vs precio (TyT) 50
Gráfico 20: Participación en las Ganancias, Gas – producción vs precio (TyT) 50
Gráfico 21: Representación Esquemática del Contrato de Producción Compartida (Guyana 55
Gráfico 22: Representación Esquemática del Contrato de Producción Compartida (Uruguay) 61
Gráfico 23: Participación en las Ganancias – Petróleo y Gas (Uruguay) 62
Gráfico 24: Representación Esquemática del Régimen Fiscal (Noruega) 66
Gráfico 25: Estructura del Modelo 72
Gráfico 26: Resultados del Modelo METR 77
Gráfico 27: Resultados del Modelo AETR 78
Gráfico 28: Resultados del Modelo Sensibilidad de Precio 79
Gráfico 29: Resultados del Modelo Sensibilidad de Costo 80
Gráfico 30: Gas Onshore – Bolivia 1 TCF 99
Gráfico 31: Petróleo Offshore – Haití 300 MMBbl 100
Gráfico 32: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Colombia 104
Gráfico 33: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Colombia 100 MMBbl 104
Gráfico 34: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Colombia 300 MMBbl 105
Gráfico 35: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Colombia 500 MMBbl 105
Gráfico 36: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Haití 107
Gráfico 37: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Haití 100 MMBbl 107
Gráfico 38: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Haití 300 MMBbl 108
Gráfico 39: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Haití 500 MMBbl 108
Gráfico 40: CAPEX. OPEX y perfil de producción – México 0,37 TCF 110
Gráfico 41: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Noruega 1,5 TCF 111
Gráfico 42: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Noruega 3 TCF 111
Gráfico 43: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Bolivia 0,25 TCF 113
Gráfico 44: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Bolivia 1 TCF 114
Gráfico 45: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Bolivia 3 TCF 114
Gráfico 46: Trinidad y Tobago – Escenario Gas Natural Offshore 0.369 TCF 116
Gráfico 47: Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.4 TCF 118
Gráfico 48: Trinidad y Tobago – Escenario Gas Natural Offshore 0.369 TCF 118
Gráfico 49: Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.5 TCF 120
Gráfico 50: Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.5 TCF 120

Gráfico 51: Trinidad y Tobago – Escenario Haití 100 MMBbl 122
Gráfico 52: Trinidad y Tobago – Escenario Haití 300 MMBbl 125
Gráfico 53: Trinidad y Tobago – Escenario Haití 500 MMBbl 128
Gráfico 54: Guyana – Escenario México 369 BCF 131
Gráfico 55: Trinidad y Tobago – Escenario Haití 500 MMBbl 131
Gráfico 56: Guyana – Escenario Noruega 1.4 TCF 134
Gráfico 57: Guyana – Escenario Noruega 3 TCF 137
Gráfico 58: Guyana – Escenario Haití 100 MMBbl 140
Gráfico 59: Guyana – Escenario Haití 300 MMBbl 143
Gráfico 60: Guyana – Escenario Haití 500 MMBbl 146
Gráfico 61: Uruguay – Escenario Haití 100 MMBbl 149
Gráfico 62: Uruguay – Escenario Haití 100 MMBbl 149
Gráfico 63: Uruguay – Escenario Haití 300 MMBbl 152
Gráfico 64: Uruguay – Escenario Haití 500 MMBbl 155
Gráfico 65: Uruguay – Escenario Colombia Average 100 MMBbl 158
Gráfico 66: Uruguay – Escenario Colombia Average 300 MM..... 161
Gráfico 67: Uruguay – Escenario Colombia Average 500 MMBbl 164
Gráfico 68: Noruega – Escenario México 0.4 TCF 166
Gráfico 69: Noruega – Escenario Noruega 1.48 TCF 169
Gráfico 70: Noruega – Escenario Noruega 3TCF 172
Gráfico 71: Noruega – Escenario Haití 100 MMBbl 175
Gráfico 72: Noruega – Escenario Haití 300 MMBbl 178
Gráfico 73: Noruega – Escenario Haití 500 MMBbl 181
Gráfico 74: República Dominicana – Escenario Haití 100 MMBbl 184
Gráfico 75: República Dominicana – Escenario Haití 300 MMBbl 186
Gráfico 76: República Dominicana – Escenario Haití 500 MMBbl 189
Gráfico 77: República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 0.25 TCF 191
Gráfico 78: República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 1TCF 194
Gráfico 79: República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 3 TCF 197
Gráfico 80: República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 1TCF 197

Índice Tablas

Tabla 1. Distribución Relativa de las Fuentes de Renta Gubernamental (Promedio Mundial) 16
Tabla 2. Mecanismos Progresivos 20
Tabla 3. Comparación de la Sensibilidad de Mecanismos basados en Escalas Móviles 20
Tabla 4. Escala Móvil para la División de la Utilidad 21
Tabla 5. Aspectos Claves en la Participación Gubernamental 24
Tabla 6. Diferencias en los Objetivos del Gobierno y el Inversionista 29
Tabla 7. Características deseables en un régimen fiscal 30
Tabla 8. Mecanismos Fiscales bajo un esquema de Regalías + Impuestos (R+I) 32
Tabla 9. Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera bajo un esquema Contractual 33
Tabla 10. Características Deseables en un Régimen Fiscal 34
Tabla 11. Mecanismo de Distribución de la Renta basado en TIR 38
Tabla 12. Régimen fiscal Trinidad y Tobago PSC 2012 47
Tabla 13. Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera bajo un esquema Contractual 53
Tabla 14. Objetivos Primarios del Gobierno, Trinidad y Tobago 54
Tabla 15. Guyana: Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera 59
Tabla 16. Objetivos Primarios del Gobierno, Trinidad y Tobago 60
Tabla 17. Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera bajo un esquema Contractual 64
Tabla 18. Objetivos Primarios del Gobierno, Trinidad y Tobago 65
Tabla 19. Noruega: Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera 69
Tabla 20. Objetivos Primarios del Gobierno, Noruega 70
Tabla 21. Escenario de Producción de Petróleo 74
Tabla 22. Escenario de Producción de Gas 74
Tabla 23. Regímenes Fiscales Modelados 75
Tabla 24. Supuestos Económicos 76
Tabla 26. Opción 1: Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera 85
Tabla 27. Opción 1: Objetivos Primarios del Gobierno 86
Tabla 28. Opción 2: Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera bajo un esquema Contractual 89
Tabla 29. Opción 2: Objetivos Primarios del Gobierno 91
Tabla 30. Resultados del análisis fiscal de las Opciones 1, 2 y 3 para campos de petróleo Offshore 94
Tabla 31. Resultados del análisis fiscal de las Opciones 1, 2 y 3 para campos de Gas Onshore. 95
Tabla 32. Estructura de costos – Colombia 104
Tabla 33. Supuestos del Proyectos de Petróleo Onshore - Colombia 106
Tabla 34. Estructura de costos - Haití 107
Tabla 35. Supuestos del Proyectos de Petróleo Offshore - Haití 109
Tabla 36. Estructura de costos – México y Noruega 110
Tabla 37. Supuestos de Proyectos de Gas Offshore 112
Tabla 38. Estructura de costos – Bolivia 113
Tabla 39. Supuestos de Proyectos de Gas Onshore - Bolivia 115
Tabla 40. Trinidad y Tobago – Escenario Gas Natural Offshore 0.369 TCF 117
Tabla 41. Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.4 TCF 119
Tabla 42. Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.5 TCF 122
Tabla 43. Trinidad y Tobago – Escenario Haití 100 MMBbl 124
Tabla 44. Trinidad y Tobago – Escenario Haití 300 MMBbl 127
Tabla 45. Trinidad y Tobago – Escenario Haití 500 MMBbl 130
Tabla 46. Guyana – Escenario México 369 BCF 133
Tabla 47. Guyana – Escenario Noruega 1.4 TCF 136
Tabla 48. Guyana – Escenario Noruega 3 TCF 139
Tabla 49. Guyana – Escenario Haití 100 MMBbl 142
Tabla 50. Guyana – Escenario Haití 300 MMBbl 145

Tabla 51. Guyana – Escenario Haití 500 MMBbl 148
Tabla 52. Uruguay – Escenario Haití 100 MMBbl 151
Tabla 53. Uruguay – Escenario Haití 300 MMBbl 154
Tabla 54. Uruguay – Escenario Haití 500 MMBbl 157
Tabla 55. Uruguay – Escenario Colombia Average 100 MMBbl 160
Tabla 56. Uruguay – Escenario Colombia Average 300 MMBbl 163
Tabla 57. Uruguay – Escenario Colombia Average 500 MMBbl 165
Tabla 58. Noruega – Escenario México 0.4 TCF 168
Tabla 59. Noruega – Escenario Noruega 1.48 TCF 171
Tabla 60. Noruega – Escenario Noruega 3TCF 174
Tabla 61. Noruega – Escenario Haití 100 MMBbl 177
Tabla 62. Noruega – Escenario Haití 300 MMBbl 180
Tabla 63. Noruega – Escenario Haití 500 MMBbl 183
Tabla 64. República Dominicana – Escenario Haití 100 MMBbl 185
Tabla 65. República Dominicana – Escenario Haití 300 MMBbl 188
Tabla 66. República Dominicana – Escenario Haití 500 MMBbl 190
Tabla 67. República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 0.25 TCF 193
Tabla 68. República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 1TCF 195
Tabla 69. República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 3 TCF 199

1 Antecedentes

Con el financiamiento recibido del gobierno de Canadá, OLADE ha desarrollado el "Programa de Gobernanza Energética: Asistencia Técnica en el Sector de Hidrocarburos", con el objetivo de proporcionar a sus países miembros apoyo técnico en el desarrollo de sus políticas y marcos regulatorios en el sector hidrocarburos. El Estado Dominicano como miembro de OLADE ha sido designado con financiamiento para la contratación de una consultoría que le provea de conocimiento, competencias e insumos que fortalezcan el desarrollo de las actividades de exploración y explotación, así como la implementación de una política fiscal para la industria nacional de explotación petrolera y gasífera, que promueva su desarrollo.

Específicamente la consultoría tiene los siguientes objetivos:

1. Realizar un análisis comparativo de las Políticas Fiscales aplicadas en la explotación de petróleo y gas en países de la Región y/o con características y condiciones similares a la República Dominicana, así como recomendaciones de las políticas que podrían ser aplicadas en el país.

2. Elaborar propuestas y/o revisar los términos que deben contener los contratos modelo de Concesión y/o Producción Compartida que el Estado Dominicano pueda utilizar para el otorgamiento de derechos de exploración y explotación de bloques petroleros.

3. Capacitar a sus funcionarios, por expertos en la materia, sobre las políticas fiscales en la industria petrolera, así como los aspectos legales y financieros de los contratos petroleros.

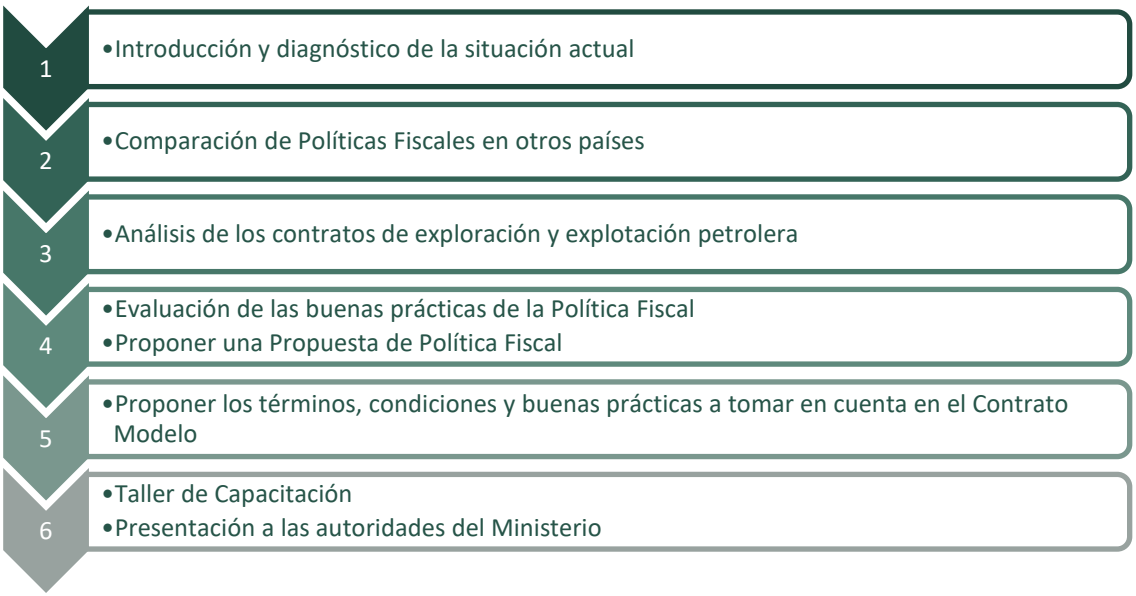
A pesar de que en la actualidad en República Dominicana no hay empresas llevando a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, estos objetivos son importantes para el país puesto que tiene grandes expectativas y el propósito firme de atraer inversionistas. l República Dominicana cuenta ya con más de 19,000 kilómetros de líneas sísmicas en 2D, más de 1,400 mapas y planos, más de 800 perfiles sísmicos y más de 200 registros de pozos en su Base Nacional de Datos de Hidrocarburos. De acuerdo con los datos recolectados, el Estado considera que es en la parte sur del país (San Juan, Azua y Enriquillo) donde existe la mayor posibilidad de extracción de hidrocarburos.

1.1 Metodología

Canales Auty está ejecutando la consultoría aplicando una metodología deductiva que consta de 6 fases como se ilustra en la Gráfico 1.

Esta metodología nos permite evaluar y analizar cada elemento del proyecto de forma individual, determinando los resultados de cada fase y el enfoque preciso de la fase siguiente. La metodología establece un proceso lineal con una secuencia lógica y estructurada que ayuda a la administración del proyecto; La división del proyecto en fases facilita la supervisión del mismo ya que para cada fase se designa un periodo de tiempo específico y un producto propio que minimiza los riesgos de demora y provee al cliente la oportunidad de ir constatando avances y asegurar el cumplimiento de las metas y objetivos del proyecto.

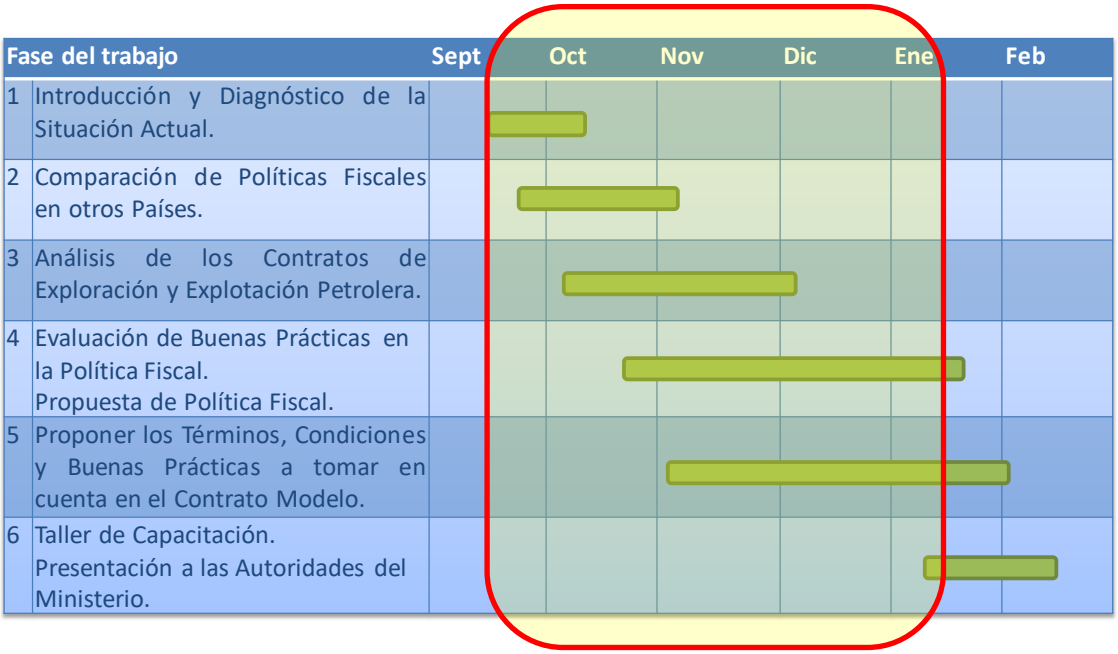
Gráfico 1 : Metodología del proyecto



Fuente: Canales Auty

Los Productos resultado de la Fase 1 a la 3 de la Consultoría ya han sido entregados y explicados. El presente informe es el Producto resultado de la Fase 4.

Gráfico 2 : Cronograma del proyecto



Fuente: Canales Auty

2 Introducción

La política gubernamental de cada país determina la selección de instrumentos a tomar en cuenta para diseñar su régimen fiscal. El reto es hacerlo de manera eficiente, inducir el máximo esfuerzo por parte de las empresas mientras que simultáneamente se maximiza la participación del Estado en el excedente económico.

Es conveniente que el gobierno, al momento de diseñar un régimen fiscal, responda a las siguientes preguntas:

1. ¿Cuál es el efecto del régimen fiscal sobre la producción?
2. ¿Cuál es el efecto sobre el desarrollo de campos pequeños o marginales?
3. ¿Cómo influye en el desarrollo del campo?
4. ¿Se acelera el abandono del campo?
5. ¿Es sensible a las variaciones de precios y costos?

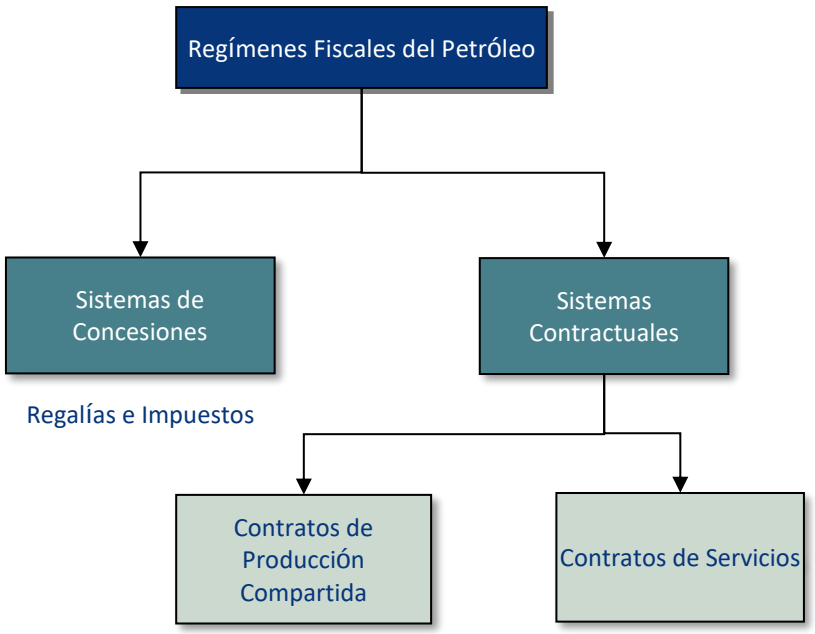
En pocas palabras, la pregunta central es qué tan flexible, neutral y estable es el régimen fiscal.

La mayoría de los gobiernos ha tratado de crear regímenes fiscales progresivos, es decir, que a mayor rentabilidad mayor participación del gobierno en el excedente económico. Existen varias formas de lograr ese objetivo, incluso en conjunción con la visión de la industria petrolera de que un régimen fiscal con mayor progresividad resulta más estable a largo plazo, y, en consecuencia, un mayor nivel de estabilidad permitirá invertir de forma más agresiva.

2.1 Modalidades Contractuales

Existen dos Sistemas Fiscales preponderantes en el mundo, el sistema basado en “Concesiones” (comúnmente referido como Regalías más Impuestos (R/I)) y el sistema “Contractual” que incluye a los Contratos de Producción Compartida (CPC) y los Contratos de Servicios (CS) (ver Grafica 3). Es común la práctica de combinar elementos de ambos sistemas fiscales, existiendo actualmente muy pocos sistemas puros. La característica que los define es dónde y cuándo se transfiere la propiedad de los hidrocarburos. La diferencia fundamental entre un sistema concesionario y un sistema contractual es el concepto de propiedad. Bajo el sistema contractual la propiedad de los hidrocarburos es del Estado, en cambio, bajo el sistema de Regalías más Impuestos, la propiedad de los hidrocarburos se transfiere en boca de pozo.

Gráfico 3: Sistemas Fiscales

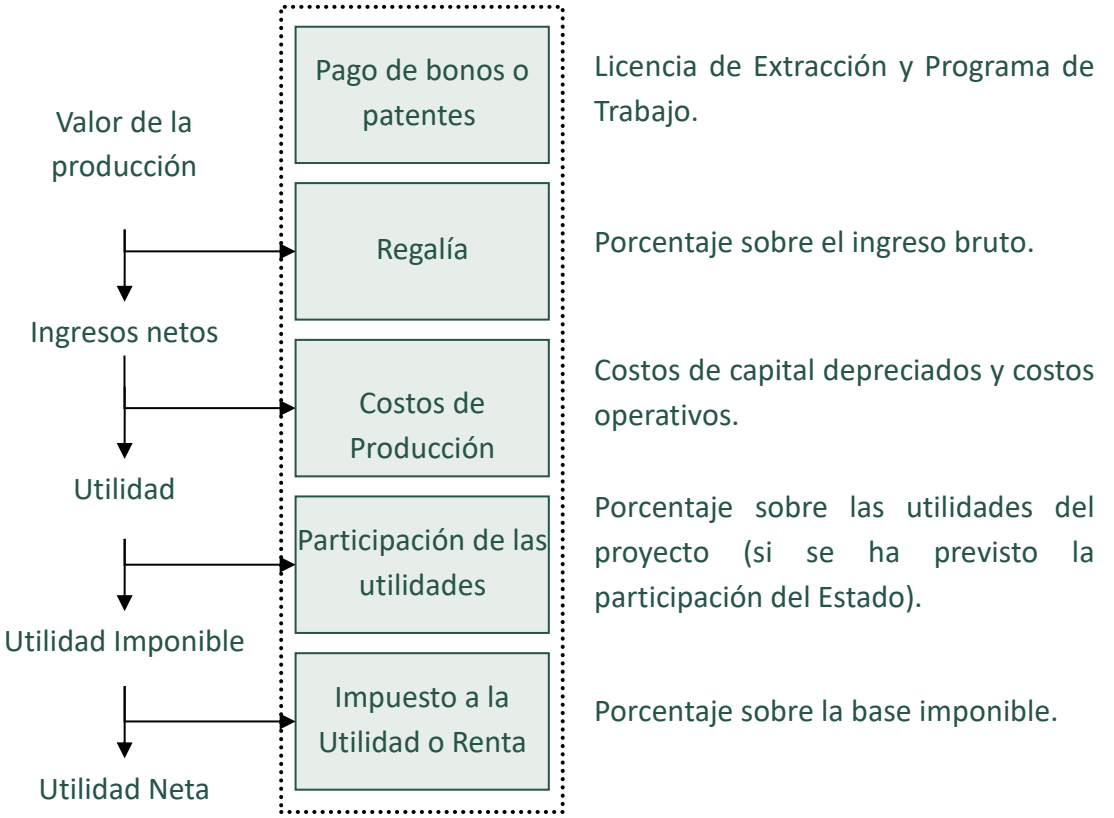


Fuente: Canales Auty

2.1.1 Contratos de Concesión

Antes de 1960, los sistemas de Regalías más Impuestos eran la única modalidad existente. El mecanismo es simple y los requerimientos para el Estado son mínimos. La empresa recibe un área en concesión para iniciar sus actividades exploratorias por un determinado número de años. Si ésta es exitosa, la empresa también tiene derecho a desarrollar y producir los hidrocarburos descubiertos por un determinado número de años. La compañía toma posesión de los hidrocarburos en boca de pozo y paga una regalía más el impuesto sobre las utilidades correspondientes. Algunas veces, el gobierno establece un mecanismo de pago de la regalía en especie. El título de propiedad de los equipos e instalaciones de producción que están fijos o destinados a las actividades de exploración y explotación, pasan a propiedad del Estado al finalizar la concesión y los costos de “abandono” normalmente son responsabilidad de la empresa.

Gráfico 4: Contratos de Concesión



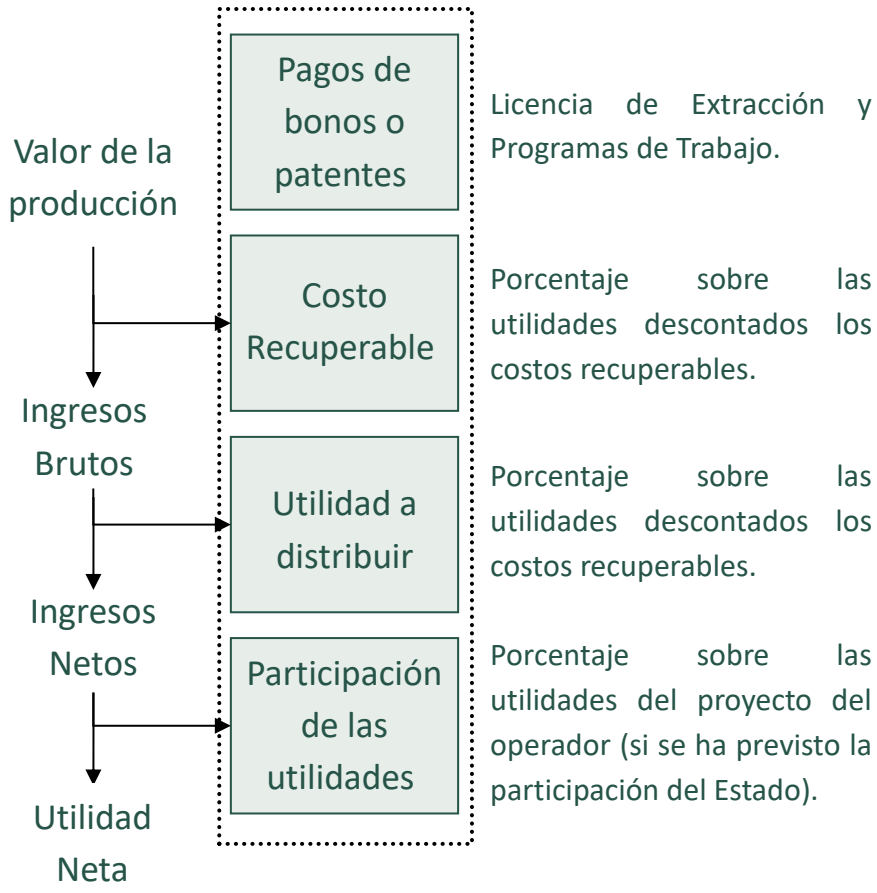
Fuente: Canales Auty

2.1.2 Contratos de Producción Compartida

El concepto de PSC fue desarrollado en Venezuela a mediados de los años 70. Sin embargo, los PSC son ampliamente conocidos como el modelo indonesio y en los últimos años, se han ido introduciendo modificaciones significativas.

Bajo este sistema, la producción se divide en dos partes: en primer lugar, se reserva parte de la producción para cubrir los costos de capital y gastos de operación, conocidos como Costos Recuperables, y, en segundo lugar, se reparte la producción entre el Estado y la empresa siguiendo las reglas establecidas en el contrato, por ejemplo, en proporción 50/50, 60/40 o 70/30. La empresa paga los impuestos sobre la parte de su ganancia efectiva, el título de propiedad de los equipos e instalaciones de producción que están fijos o destinados a las actividades de exploración y explotación pasan a propiedad del Estado inmediatamente, y los costos de abandono normalmente son responsabilidad del Estado a menos que el contrato incluya alguna previsión al respecto.

Gráfico 5: Contratos de Producción Compartida



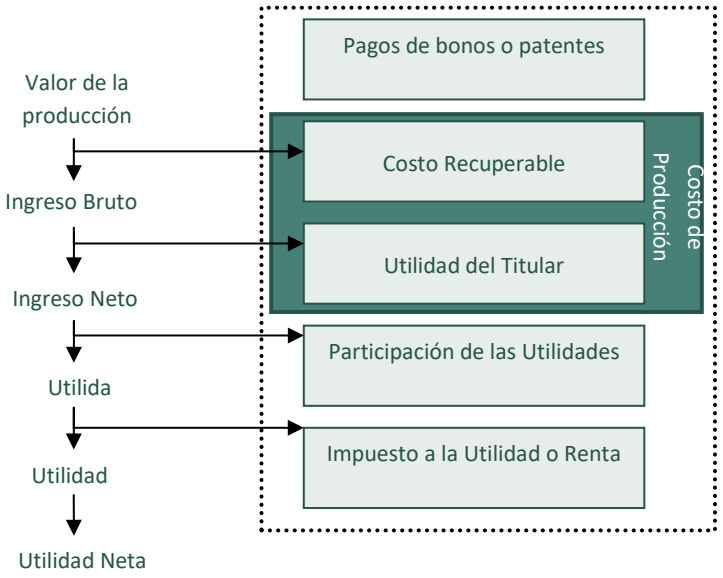
Fuente: Canales Auty

2.1.3 Contratos de Servicio

Los Contratos de Servicios son conceptualmente simples: al prestador de servicios se le paga en efectivo por realizar el servicio de producir hidrocarburos y toda la producción es de propiedad del Estado.

En un contrato de riesgo puro, la compañía prestadora de servicios es responsable de poner el capital requerido para llevar a cabo las actividades de exploración y explotación, tiene derecho a recuperar sus costos más una utilidad o tarifa, y la utilidad que genere estará sujeta al pago del impuesto a las utilidades. Esta modalidad de contratación puede ser muy similar a los PSC o de Regalías más Impuestos excepto por el tema de la propiedad.

Gráfico 6: Contratos de Servicio



Fuente: Canales Auty

2.1.4 Impuestos a las Hidrocarburos

La producción de petróleo y gas genera un excedente económico que supera en gran medida los costos incurridos en la producción. Actualmente, el precio del petróleo oscila entre los 40 y 60 dólares por barril, mientras que los costos de producción promedian los 55 dólares. La gráfica inferior detalla los rangos de costo de producción por región.

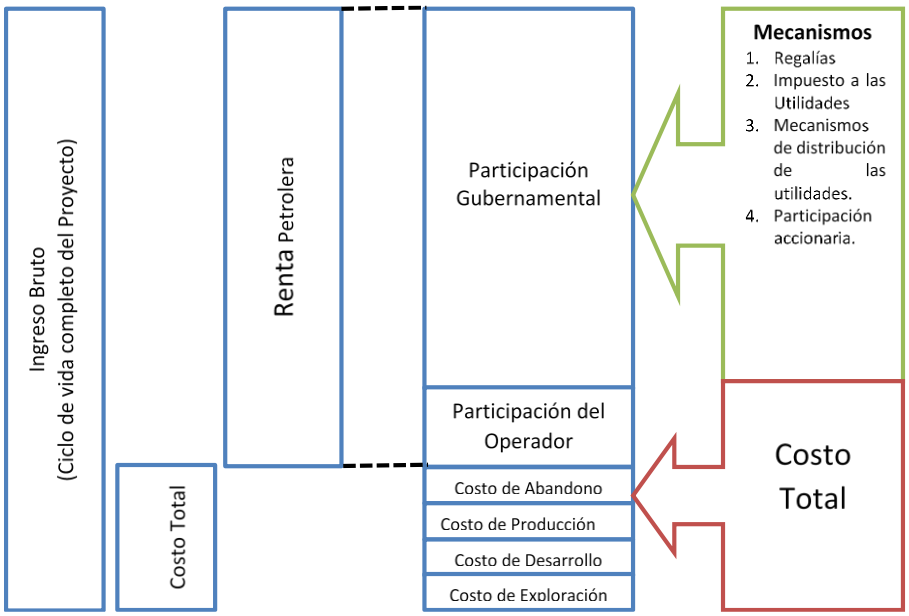
Gráfico 7: Curva de Costos de Producción de Petróleo, agosto 2016



Fuente: Rystad Energy 2016.

Los gobiernos en los países con recursos hidrocarburíferos generalmente tratan de obtener una participación substancial en el excedente económico a través de bonos, patentes, regalías, impuestos a las utilidades, mecanismos de distribución de las utilidades y participación accionaria (Ver Tabla 1).

Gráfico 8: Distribución de la Renta Petrolera



Fuente: Elaboración propia basado en D. Johsnton, International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, Penwell, Oklahoma, 1994

Existen razones filosóficas, legales y prácticas que justifican que el Estado busque una participación en el excedente económico petrolero. La razón legal y filosófica es que los hidrocarburos se encuentran en el subsuelo y que la riqueza mineralógica es de propiedad del pueblo. Esta riqueza es administrada por el gobierno electo a través de las instituciones del Estado.

Tabla 1. Distribución Relativa de las Fuentes de Renta Gubernamental (Promedio Mundial)

Mecanismo	Base	Porcentaje
Bonos	N/D	5%
Regalías	Ingreso Bruto	25%
Impuesto o Mecanismos Basados en la Utilidad	Utilidades	63%
Participación del Gobierno	Flujo de caja	8%
Renta Gubernamental Total		**100%**

Fuente: Daniel Johnston, 2014

La razón para la existencia de los impuestos, regalías u otros mecanismos es el hecho de que la industria petrolera es altamente rentable. En aquellos lugares que cuentan con una mayor dotación de recursos petroleros y por tanto de una mayor rentabilidad, es posible aplicar impuestos muy altos sin afectar ni inviabilizar económicamente la producción.

3 Tipos de Impuestos a los Hidrocarburos

Existen diferentes tipos de impuestos a los hidrocarburos: i) Bonos, ii) Regalías, iii) Impuestos a las utilidades, iv) Mecanismos basados en la utilidad y v) Participación accionaria del Estado.

3.1 Bonos

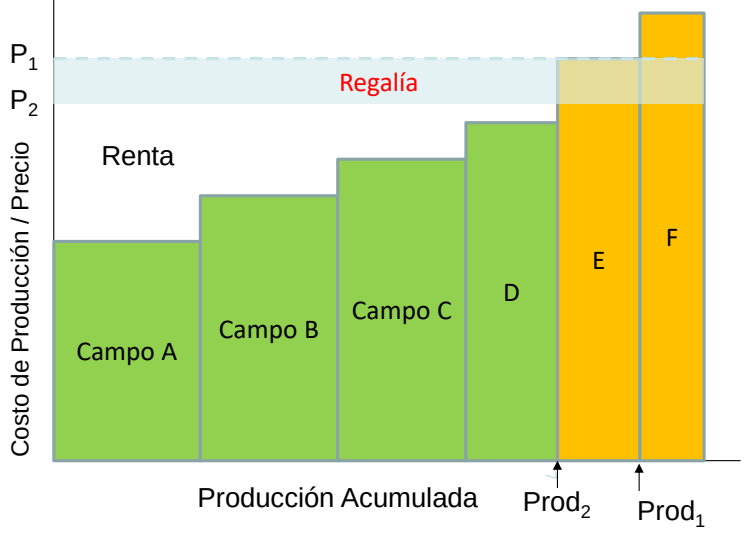
Los pagos o bonificaciones a firma, descubrimiento e inicio de producción, pueden ser parte de un sistema fiscal. Los bonos son pagos únicos, o en ocasiones escalonados, de una suma global provocados por un evento. Los bonos pueden ser establecidos en la legislación, negociados o sujetos a procesos de puja. Los bonos en algunas rondas han sido monetariamente significativos, por ejemplo, en la ronda de Angola de 2006 se pagó un bono a firma que excedía los mil millones de dólares, pero por lo general son mucho más modestos. Los bonos de firmas se convierten en un costo irrecuperable para las empresas que pueden recuperarse sólo en caso de éxito exploratorio y es uno de los impuestos más regresivos que se pueden aplicar.

3.2 Regalías

Las regalías son un impuesto a la explotación de hidrocarburos que se aplica sobre el ingreso bruto[1] y es ampliamente usado en varias naciones productoras en el mundo.

En apariencia, se muestran como un mecanismo simple y directo para incrementar la participación del Estado en el excedente económico petrolero, pero pueden tener algunos problemas. **Primero**, si la alícuota de la regalía es muy alta, el gobierno podría perder ingresos pues algunos campos con un valor de excedente económico esperado positivo se tornan negativos después de su aplicación, es decir, que la regalía puede inviabilizar el desarrollo de un campo al disminuir su rentabilidad. **Segundo**, si la alícuota de la regalía es muy alta, lo campos podrían ser cerrados y abandonados prematuramente cuando ese monto sea igual a los costos operativos.

Gráfico 9: Efecto de la aplicación de un Regalía



Fuente: IMF 2013

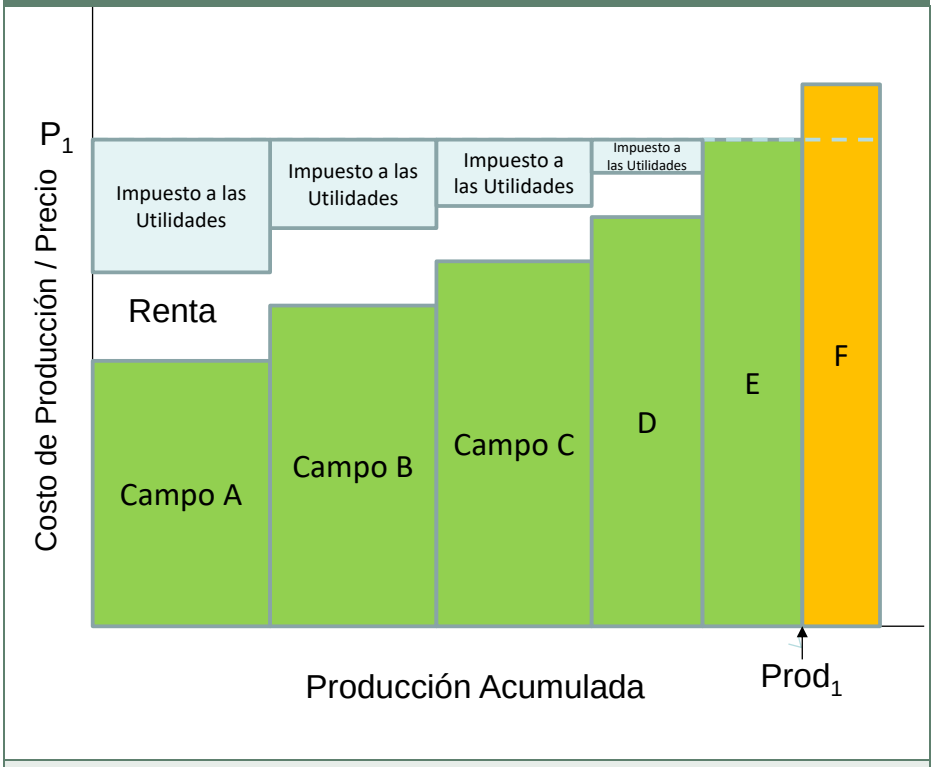
[1] El ingreso bruto es el precio por la cantidad de hidrocarburo producido.

Desde el punto de vista del gobierno las regalías tienen la virtud de asegurar ingresos, aunque el desarrollo de un campo no sea muy rentable para el operador suponiendo que la regalía no inviabiliza el desarrollo del mismo.

3.3 Impuestos a las Utilidades

El impuesto sobre la renta de las empresas (CIT) es un componente básico de la mayoría de los regímenes fiscales petroleros. La aplicación del CIT es necesaria para asegurar que el retorno normal al patrimonio sea gravado a nivel corporativo al igual que en otros sectores. Algunos países aplican una tasa superior a la normal sobre la base habitual de los CIT, como Trinidad y Tobago en petróleo, Otros tienen regímenes separados de impuestos sobre la renta que abordan asuntos específicos del sector. El impuesto a las Utilidades grava las utilidades netas de las empresas. Se calculan como un porcentaje variable de las utilidades netas y parecen tener el efecto deseado de no limitar el desarrollo de campos rentables con un valor del excedente económico esperado antes de impuestos.

Gráfico 10: Distribución de la Renta Petrolera



Fuente: IMF 2013

El problema de este tipo de impuestos es el mecanismo de depreciación, donde el valor presente de los activos de capital a ser depreciados, no es igual al valor inicial incurrido por la empresa en la adquisición del equipo. Esta diferencia de valor puede afectar la rentabilidad del proyecto, generando un escenario donde el proyecto es rentable sin el impuesto, pero se torna no rentable después del mismo con lo cual el impuesto no sería neutral al afectar las decisiones de inversión

Este ejemplo muestra con claridad que el impuesto a las utilidades puede desincentivar algunos proyectos. La solución planteada a este problema es la introducción de una tasa de interés a la depreciación permitida, este mecanismo es llamado *incremento de capital o "Uplift".*

4 Regímenes Fiscales

Los gobiernos tienen una política gubernamental que determina la selección de instrumentos al momento de diseñar su régimen fiscal. El reto de hacerlo, de manera eficiente, es inducir un máximo esfuerzo por parte de las empresas mientras que simultáneamente se maximiza la participación del Estado en el excedente económico.

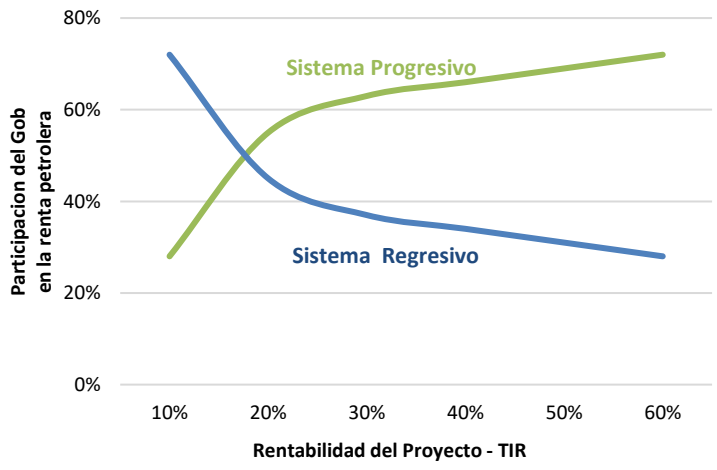
Es ideal que, al momento de diseñar un régimen fiscal, el gobierno responda las siguientes preguntas:

- ¿Cuál es el efecto del régimen fiscal sobre la producción?
- ¿Cuál es el efecto sobre el desarrollo de campos medianos, marginales o pequeños?
- ¿Cómo influye en el desarrollo del campo?
- ¿Se acelera el abandono del campo?
- ¿Es sensible a las variaciones de precios y costos?

En pocas palabras la pregunta central es cuan flexible, neutral y estable es el régimen fiscal. La mayoría de los gobiernos ha tratado de crear regímenes fiscales progresivos, es decir, que a mayor rentabilidad mayor participación del gobierno en el excedente económico[2]. Existen varias formas de lograr ese objetivo incluso en conjunción con la visión de la industria petrolera de que un régimen fiscal con mayor progresividad resulta más estable a largo plazo y, en consecuencia, un mayor nivel de estabilidad permitirá invertir de forma más agresiva.

Gráfico 11: Regímenes Fiscales

Los regímenes fiscales progresivos están diseñados para incrementar la carga tributaria o la participación del Estado conforme aumenta la rentabilidad. Sin embargo, casi todos los sistemas fiscales existentes son regresivos. Conforme la rentabilidad aumenta el porcentaje de participación gubernamental decae.



Fuente: Elaboración propia

[2]Otra forma de verlos es que el flujo de caja actualizado de la compañía siempre se mantiene en un nivel aceptable aún en situaciones de baja rentabilidad derivadas de la escasa productividad de los yacimientos, la caída de los precios del petróleo o el incremento de los costos de producción.

Los mecanismos progresivos usados por los gobiernos incluyen escalas móviles basadas en niveles de producción, el Factor "R" y sistemas basados en la Tasa Interna de Retorno (TIR). Existen numerosas variantes a estos mecanismos que tratan de acomodar diferentes situaciones y condiciones. La tabla inferior muestra que los sistemas basados en impuestos son los que añaden menor nivel de complejidad y desde mediados de la década del 2000 son los preferidos. Se puede citar como ejemplo a Brasil, Noruega, Inglaterra, Colombia. El resto de los sistemas que caen en la categoría de Sistemas de Alta complejidad y normalmente son los preferidos por regímenes fiscales basado en contratos.

Tabla 2. Mecanismos Progresivos

Tipo de sistema	Descripción del Sistema
Sistemas de alta Complejidad	Escalas móviles bidimensionales: Combinan una escala móvil basada en la producción y un factor R
	Escalas móviles basadas en tiempo: Contratos con regalías que se activan en el año t.
	Regalías variables dependiendo del grado ºAPI.
	Escalas móviles basadas en precios.
	Variaciones en el régimen fiscal según la ubicación geográfica: profundidad del pozo (Offshore Nigeria).
Sistemas de baja Complejidad	Impuestos basados en utilidades

Fuente: Elaboración Propia

La Tabla 3 compara los diferentes mecanismos y su habilidad para responder a cambios en la producción, precios, costos de producción, utilidades y rentabilidad de la inversión. Claramente los mecanismos basados en la tasa interna de retorno o impuestos a las utilidades extraordinarias son los únicos que son sensibles a variaciones en la producción, precio, costos, utilidades y rentabilidad.

Tabla 3. Comparación de la Sensibilidad de Mecanismos basados en Escalas Móviles

Sensibilidad	Menor Sensibilidad		Mayor Sensibilidad	
Complejidad	Mayor Complejidad		Menor Complejidad	
Mecanismo	Escalas Móviles Basadas en Producción	Factor "R"	TIR	Impuestos a las Utilidades Extraordinarias
Producción	Si	Si	Si	Si
Precio	Ninguna	Si	Si	Si
Costos	No	Si	Si	Si
Utilidades	No	Si	Si	Si
Rentabilidad	No	No	Si	Si

Fuente: IMF, Fiscal Affair Department

Como se aprecia en los mecanismos basados en la tasa de retorno o impuestos sobre las utilidades extraordinarias son los más sensibles y adicionalmente son los que añaden el menor nivel de complejidad. El mecanismo basado en impuestos extraordinarios es en la actualidad el de más fácil aplicación, dado que utiliza los mismos insumos de información que el Impuesto a las Utilidades.

4.1 Escalas Móviles Basadas en Niveles de Producción

El sistema básico de escalas móviles basadas en niveles de producción es progresivo cuando el tamaño del campo o los niveles de producción son superiores a los esperados. Los niveles de producción medidos en barriles día (Bbl/día) y los niveles de producción acumulada medida en Millones de Barriles (MMBbl) determinan el mecanismo de extracción del excedente económico como ser Regalías, Impuestos a las Utilidades, Mecanismos de Distribución de la Utilidad e inclusive establecen el límite de los costos recuperables[3]. Estos mecanismos no son efectivos ante un incremento en el precio del petróleo o de cambios en los costos que afectan la rentabilidad del proyecto.

Las Escalas Móviles Basadas en Niveles de Producción Promedio Diaria, son los más utilizados en la industria. Este mecanismo generalmente incrementa los impuestos o la participación del Estado en la utilidad conforme la producción diaria se incrementa, pero también se puede utilizar para variar las regalías o los límites de costo recuperable. A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo de un sistema fiscal y la participación del gobierno en la renta petrolera.

Tabla 4. Escala Móvil para la División de la Utilidad

Producción Diaria (MBbl/día)	División de la Utilidad *(Gob. /Cont.)*
0 – 10	40/60
10 – 20	50/50
20 – 30	60/40
30 – 50	70/30
>50	80/20
Impuesto a las Utilidades 40%	

Fuente: Elaboración propia.

A fin de calcular la participación del gobierno, debemos determinar la tasa promedio de división de la utilidad en la escala móvil. Esto se obtiene al determinar el promedio de la división de la utilidad durante la producción máxima y mínima.

4.2 El Factor R

En la actualidad, cerca del 15% de los regímenes fiscales incorporan este mecanismo. El Factor “R” incrementa la participación en el excedente económico a favor del Estado conforme el contratista logra recuperar o exceder sus inversiones.

[3] El costo recuperable son los costos operativos más la depreciación de los activos incurridos en un periodo t de producción. El límite de costos recuperables es el porcentaje de los ingresos brutos descontando la regalía que puede ser destinada a cubrir los costos recuperables del periodo t.

El Factor “R” es la variación de una fórmula típica de pago (payout). Las escalas móviles basadas en el factor “R” modifican regalías, divisiones de la utilidad, impuestos, etc. y estos cambios progresivos incrementan la participación del gobierno conforme la empresa petrolera se aproxima y excede el pago de su inversión. Una definición del factor “R” se muestra a continuación, aunque hay que recalcar que existen numerosas variaciones de esta definición.

$$R = \frac{Ingresos\ Acumulados}{Gastos\ Acumulados}$$

En cada periodo contable los ingresos acumulados son divididos por los gastos acumulados (capex, opex). Cuando un nivel predeterminado del factor “R” es alcanzado, se modificará la tasa de las regalías, divisiones de la utilidad, impuestos, etc. que estén ligados al factor para el cálculo del siguiente periodo. La determinación de los niveles del factor “R” pueden ser fijos (sujetos a legislación), negociados y sujetos a licitación.

Alcanzar un factor “R” de 2 es considerado muy bueno por la mayoría de los contratistas, pues en este escenario, el contratista estaría recuperando el doble de lo que invirtió.

Las razones para un factor R relativamente alto son:

- Precios altos del petróleo o gas
- Bajos costos de producción
- Una participación del gobierno relativamente baja

Usualmente los bajos costos de producción están presentes en campos de grandes reservas que operan bajo regímenes fiscales que tiene una alta participación del gobierno en el excedente económico.

4.3 Tasa de Retorno (TR) e Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT)

Los sistemas basados en la TR operan bajo el concepto de que no es posible lograr una elevada participación del gobierno en el excedente económico si i) los costos de producción son elevados, ii) el riesgo exploratorio es elevado y iii) el potencial geológico es modesto. Este mecanismo se pone como una salvaguarda para los casos donde un descubrimiento excepcional o una coyuntura de precios generen una oportunidad de incrementar la participación del gobierno en el excedente económico ante incrementos súbitos en la tasa de retorno de la inversión.

El mecanismo de TR normalmente opera bajo un régimen fiscal con las siguientes características:

- Impuestos generales
- Regalía modesta
- Participación gubernamental cerca del 45 – 55%
- No existen condicionamientos iniciales hasta que se alcanza una TIR determinada.
- Los niveles en la TIR deben ser establecidos para ciertos niveles de desarrollo.
- Debe ser específico a cada campo.

4.3.1 El Mecanismo de Tasa de Retorno de Noruega

El régimen fiscal noruego opera en base a dos impuestos i) El impuesto a las Utilidades (IUE) con una tasa efectiva de 27% sobre utilidades netas. Las utilidades netas se definen como el ingreso imponible una vez descontados los costos operativos, financieros y de capital sujetos a un mecanismo de depreciación. ii) El impuesto a las utilidades extraordinarias, también conocido como Impuesto a la Renta de los Recursos Naturales (RRT) tiene una tasa efectiva del 51% y se aplica

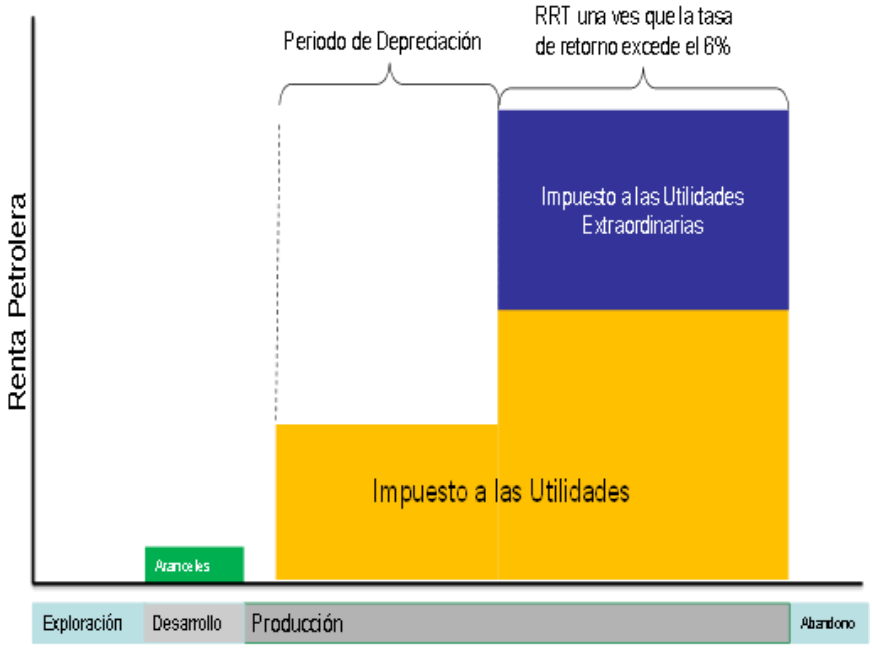
sobre la misma base imponible que el impuesto a las utilidades. Sin embargo, este impuesto permite aplicar un uplift de 6% a la tasa de depreciación anual por un periodo de 6 años, sujeto a un límite del 130% del valor inicial del activo depreciado.

Bajo este mecanismo el gobierno recibe una participación accionaria administrada por PETORO en representación del fondo de pensiones. Adicionalmente el IUR tasa la renta en 27% y RRT en 51% cuando la TR exceda el 27%.

Para determinar si la TR del proyecto procede el ingreso imponible debe ser positivo pese a descontar una depreciación de capital lineal de 6 años incrementada por un uplift del 6%. El uplift representa la utilidad normal esperada por esos activos y si el flujo de caja es positivo luego de su aplicación se asume que la rentabilidad excede el 6%.

El RRT fue utilizado inicialmente en Papúa New Guinea, otros países que usan este tipo de sistema son Australia, Noruega, Reino Unido, Timor del Este, Liberia, Guinea Ecuatorial, Tanzania y repúblicas de la ex Unión Soviética como Rusia, Kazajistán y Azerbaiyán.

Gráfico 12: Noruega y su mecanismo basado en un Impuesto a las Utilidades y Utilidades Extra-ordinarias



Fuente: Elaboración propia

4.4 La Participación Accionaria del Gobierno

Muchos sistemas fiscales proveen la opción de que la Empresa Nacional Petrolera participe en el desarrollo del proyecto. En la mayoría de los arreglos donde participa el gobierno, el contratista asume los costos y riesgos exploratorios y si existe un descubrimiento comercial el gobierno ejerce

su opción y participa con un porcentaje en la sociedad. En otras palabras, el gobierno es *llevado a través del proceso exploratorio*[4].

Esta práctica es común y las empresas lo asumen siempre que se hable de un porcentaje de participación gubernamental en la sociedad.

Esta cláusula contractual es conocida como *cláusula de comercialidad*[5]. El agente gubernamental, usualmente la Empresa Nacional Petrolera, debe decidir si ejerce su derecho de entrar en la sociedad después de terminada la delimitación y evaluación del campo, conocido como el *punto de declaración de comercialidad*. Técnicamente el gobierno es "llevado" por medio de su Empresa Petrolera Nacional a la "comercialidad" que es la etapa posterior a la exploración y normalmente comienza cuando se tiene un pozo explorado y dos o más pozos de producción exitosos.

Cerca del 40% de los países incluyen en sus contratos la cláusula de comercialidad cuyos aspectos claves son:

Tabla 5. Aspectos Claves en la Participación Gubernamental

Característica	Respuesta
¿Qué porcentaje de participación?	Comúnmente entre 10% a 51%[6].
¿Cuándo el gobierno entra en la sociedad?	Usualmente después de la declaratoria de comercialidad.
¿Cuánta participación tendrá en el manejo de la sociedad?	Existe una gran variación.
¿Qué costos el gobierno tendrá que soportar?	Usualmente una prorrata de participación accionaria.
¿Cómo financia el gobierno la parte de sus costos?	Existe una gran variación.
¿El gobierno cubre su cuota parte de los costos pasados?	Directamente o de un porcentaje de la participación gubernamental en las utilidades o producción.

Fuente: Elaboración propia.

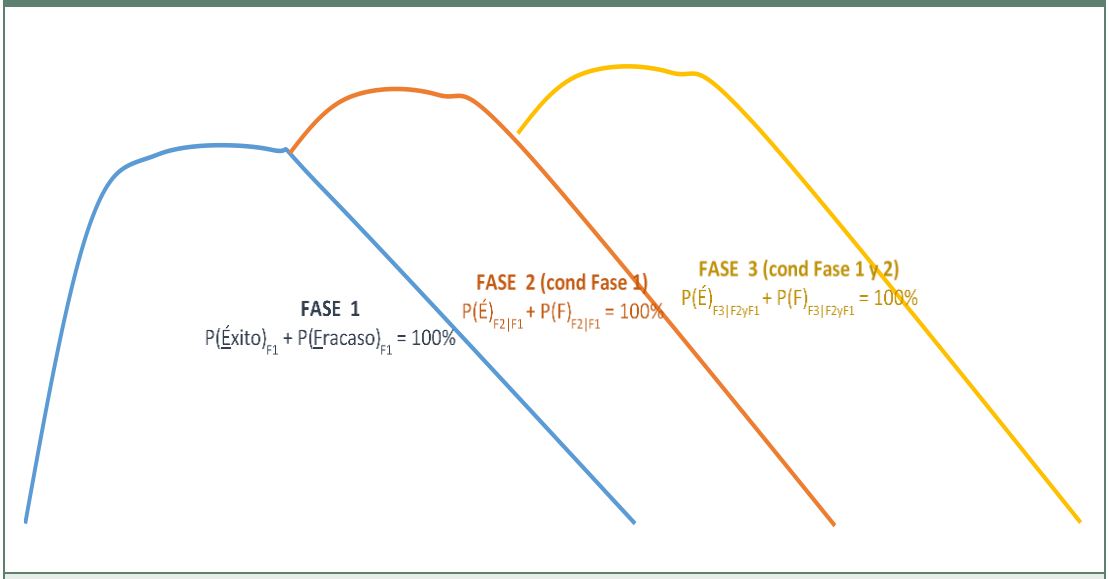
El efecto financiero de tener como socio al gobierno, que en ningún caso es socio pasivo, es similar al de tener cualquier otro socio con dos grandes excepciones, la primera que usualmente el Gobierno es "llevado" a través de las fases de exploración y la segunda, que el gobierno puede cubrir o no los costos exploratorios pasados incurridos por la empresa petrolera. El aporte de capital y los costos operativos son normalmente pagados con los ingresos de la división de utilidades o la producción.

[4] En Bolivia la participación accionaria expone a YPFB al riesgo exploratorio. Las actividades exploratorias programadas de Andina y Chaco expuestas en el Plan quinquenal de YPFB así lo demuestran.
[5] Artículo 38 de la Ley de Hidrocarburos 3058.
[6] En Bolivia, YPFB ha sugerido que desea una participación del 61% en la sociedad sobre una regalía efectiva del 50% sin ser partícipe de los riesgos exploratorios.

5 Comprensión de los Efectos Fiscales en la Exploración, el Desarrollo y la Extracción

El sistema fiscal afecta potencialmente las decisiones en todas las etapas exploración, desarrollo y producción, y de formas potencialmente complejas. El efecto es crítico al momento de toma de decisión en el momento de cambio de fases de exploración, producción y abandono. Al momento de definir la intensidad de las actividades de exploración y la intensidad de la actividad de Producción y si se introducirán técnicas mejoradas de recuperación, y el eventual abandono del campo petrolero.

Gráfico 13: Desarrollo en Fases Incrementales



Fuente: Elaboración propia

Cada fase significa un monto de inversión incremental el cual está sujeto a la probabilidad condicionada de las fases anteriores. La explicación matemática se detalla a continuación:

FASE 1

$P(_{Éxito})^{F1}$ = 1 - P(Fracaso)F1

FASE 2 es conditional de la Fase 1

$P(_{Éxito})^{F2}$ = P(É)F2|F1 * P(É)F1 = (1 - P(F)F2) * P(É)F1

FASE 3 es conditional de la Fase 1 y 2

$P(_{Éxito})^{F3}$ = P(É)F3|F2yF1 * P(É)F2 * P(É)F1 = (1 - P(F)F3) * P(É)F1 * P(É)F1 * P(É)F2|F1 = (1 - P(F)F3) * P(É)F12 * P(É)F2|F1

Esta estructura permite establecer una ruta crítica de toma de decisiones, más si se aplica a indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN) de la fase del proyecto después de

impuestos. La aplicación de probabilidades de ocurrencia a cada posible fase de desarrollo y obtener así un resultado promedio ponderado una vez que estos son agregados a los resultados generados permite establecer una ruta crítica.

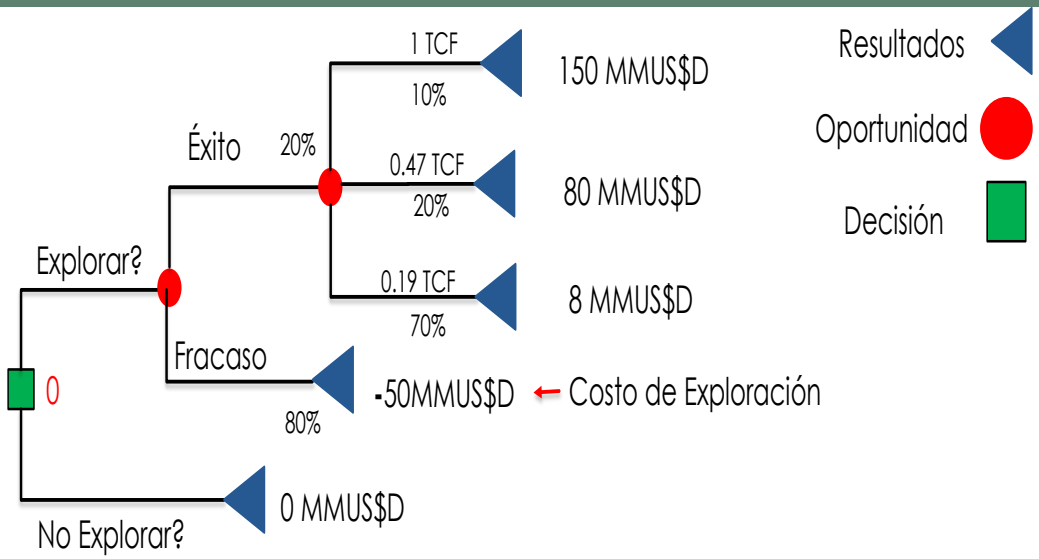
Este proceso de decisión se logra al aplicar probabilidades de éxitos y fracaso al VAN el cual es ahora un valor ponderado por la probabilidad de ocurrencia y se denomina Valor Actual Neto Esperado (VANE). El VANE es una técnica que permite asignar una probabilidad de ocurrencia a cada posible fase de desarrollo y obtener así un resultado promedio ponderado.

Donde:

Valor Esperado = (Fase 1*Probabilidad$_{Resultado1}$)+(Fase 2 * Probabilidad$_{Resultado2}$)+(Fase 3 * Probabilidad$_{Resultado3}$)

El gráfico inferior muestra la ruta crítica para la toma de decisiones de explorar y producir un campo tipo:

Gráfico 14: Ruta Crítica para la Toma de Decisiones



Fuente: Elaboración propia

Donde el Valor Esperado después de Impuestos asumiendo que seguimos toda la ruta crítica de éxito es:

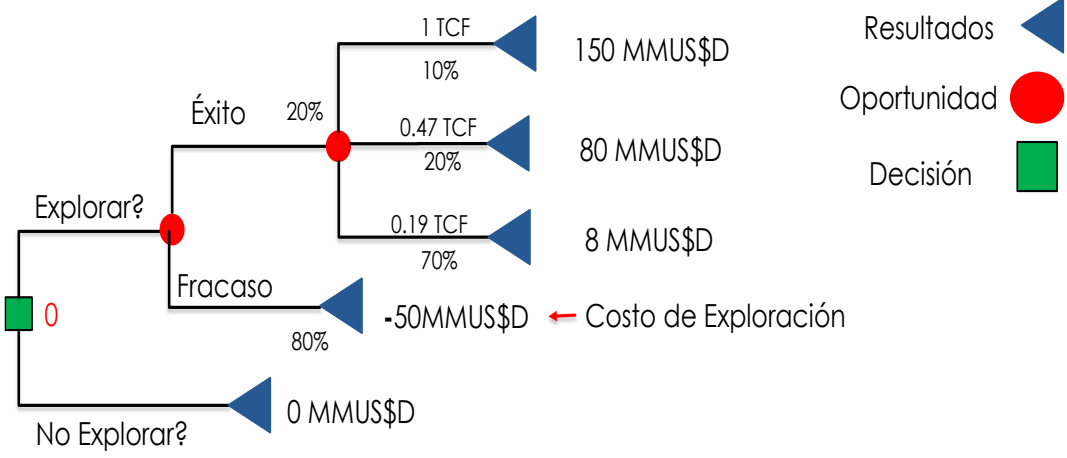
Valor Esperado después de Impuestos asumiendo Éxito:

VANE ($MM) = (150*0.10) + (80*0.20) + (8*0.70) = 36.6

VANE después de impuestos: VANE ($MM) = (36.6*0.20) + (-50*0.80) = -32.7

En términos gráficos lo que tenemos es:

Gráfico 15: VANE antes y después de Impuestos



Fuente: Elaboración propia

VANE después de impuestos: VANE ($MM) = (36.6*0.20)+(-50*0.80) = -32.7

La decisión de explorar se basa en comparar el VANE de perforación con la probabilidad de éxito y el retorno condicional al descubrimiento exitoso. Como resultado de este análisis tenemos que las opciones son:

- No explorar: VANE ($MM 0)
- Si explorar: VANE ($MM -32.7)

La decisión se remite a: VANE ($MM) = (36.6*0.20)+(-50*0.80) = -32.7+ 0= -32.7

Como resultado de este VANE negativo la decisión es “No Explorar”.

Como se aprecia en el ejemplo, la toma de decisión de invertir en exploración depende del nivel de participación en la renta del gobierno y de las posibilidades de éxito en los puntos críticos de decisión. Si la participación del Gobierno es alta, esta tiende a deprimir la rentabilidad del inversor en los escenarios condicionales exitosos de exploración y desarrollo inviabilizando o limitando inversión en la actividad de exploración al reducirse el numero aceptable de errores.

Las regalías y los Contratos de Producción Compartida (PSC) que crean regalías efectivas por medio de límites de costo recuperables menores a 100% pueden generar distorsiones significativas. Por ejemplo, una regalía de 20% o un porcentaje de participación mínima en la renta petrolera garantizado del 50% para el estado, que permite que sólo el 50 por ciento de la renta petrolera esté disponible para la recuperación de costos recuperables, puede reducir la inversión inicial.

Un impuesto a las utilidades extraordinarias también puede generar distorsiones significativas al incrementa la inversión de forma artificial, si la tasa de “Uplift” aplicada a los gastos de capital depreciados, excede el costo de capital de la empresa. Bajo este escenario el uplift conduce a una subvención implícita a la extracción de recursos.

Es importante considerar al momento de diseñar un régimen fiscal considerar los efectos fiscales durante todo el ciclo del proyecto. La naturaleza secuencial del proceso significa que las

distorsiones en una etapa probablemente impondrán distorsiones en las etapas subsiguientes. Los efectos suelen ser más sutiles que el impacto de la tributación en las decisiones de exploración. Las altas tasas de regalías, por ejemplo, están asociadas con una vida útil más larga de la producción, debido a que la expectativa de altas tasas de regalías conduce a menores inversiones en desarrollo, lo que implica mayores costos marginales de extracción.

6 Evaluación de las Buenas Prácticas de la Política Fiscal

El Estado debe tener en cuenta su posición relativa con respecto a otros países. En un mundo competitivo, donde continuamente se realizan rondas de exploración, los países con un potencial geológico conocido y favorable, precios en boca de pozo competitivos, bajos costos de producción y bajo riesgo político tenderán a ofrecer condiciones fiscales más duras que aquellos con una geología menos favorable o desconocida y/o que presenten un mayor riesgo político.

La estabilidad económica y política del país, el equilibrio de la oferta y demanda en el mercado mundial de petróleo, las características de la demanda del mercado regional, las condiciones económicas mundiales y la salud financiera del sector petrolero tienden a influir en los términos fiscales.

Es comúnmente aceptado que la participación estatal en la renta petrolera es inversamente proporcional a la disponibilidad y calidad de oportunidades de inversión. Sin embargo, los países con regímenes fiscales considerados duros o con mayor probabilidad de éxito, por lo general no proporcionan garantías de rentabilidad a los inversionistas en búsqueda de proyectos de exploración y explotación.

El régimen fiscal siempre estará subordinado a la centralidad de la geología, esto hace posible que un contrato considerado como "duro", en una región geológicamente atractiva puede ser altamente rentable, mientras que un contrato considerado "favorable" puede no serlo en una geología poco favorable.

Establecer lo que son buenas prácticas de la industria implica explicitar los objetivos del gobierno y del inversionista. A primera vista parecería que el gobierno y el inversionista comparten un objetivo común, el deseo de que el proyecto genere altos niveles de ingresos para ambas partes, pero esto no significa que sus objetivos están perfectamente alienados. La tabla inferior contrasta la diferencia de objetivos.

Tabla 6. Diferencias en los Objetivos del Gobierno y el Inversionista

Objetivos del Gobierno	Objetivos del Inversionista
Generar ingresos de forma predecible y capture los ingresos extraordinarios	Un número mínimo de impuestos no sensibles a la rentabilidad del proyecto aplicados en las etapas iniciales del proyecto
Maximizar el valor actual de los ingresos fiscales	La capacidad de repatriar los beneficios a los accionistas en sus países de origen
Un régimen fiscal neutral que estimula la eficiencia económica al no introducir distorsiones en la asignación de inversión	Un entorno general de políticas transparente, previsible, estable y basado en normas de la industria internacionalmente reconocidas

El uso de regímenes fiscales flexibles, neutros y estables facilita la conciliación de los objetivos del estado y de los inversionistas. La característica de un régimen fiscal con estas características se detalla en la tabla inferior.

Tabla 7. Características deseables en un régimen fiscal

Que Significa:	Ventajas	Como se Consigue
Un régimen fiscal "flexible" es aquel que proporciona al gobierno una participación adecuada de la renta económica bajo diversas condiciones de rentabilidad.16 Este tipo de régimen alcanza la renta económica.	Una de las ventajas más importantes de establecer una estructura flexible (un mecanismo progresivo para la extracción de rentas) es su estabilidad con el tiempo: a medida que las condiciones del mercado y del proyecto cambian con el tiempo, 18 sistemas fiscales flexibles limitan la necesidad de renegociación.	**En un régimen basado en regalías + impuestos:** Se podría diseñar un impuesto progresivo sobre la renta **En un Sistema Contractual:** Un mecanismo basado en escalas móviles que sea progresivo con la participación de gobierno frente a incrementos en los precios y/o aumentos de rentabilidad
Un régimen fiscal "neutro" no fomenta ni disuade las inversiones que de otro modo tendrían lugar.	La ventaja de un régimen fiscal neutral es su eficiencia económica. Un impuesto neutral no afecta la asignación de recursos. Desde el punto de vista de una empresa inversora, un impuesto es neutral cuando la clasificación antes de impuestos de posibles resultados de inversión es igual a la clasificación después de impuestos.	La introducción de mecanismos que reconocen el valor en tiempo del capital depreciado como el "Uplift" incrementan la neutralidad de un impuesto a la renta
Un régimen fiscal "estable" es aquel que no cambia durante un cierto período de tiempo, o cuyos cambios son predecibles	En las industrias con largos ciclos de tiempo y con inversiones iniciales significativas, los términos contractuales y fiscales estables y previsibles son una consideración importante al clasificar las oportunidades de inversión, con efectos obvios en las perspectivas futuras de un país. La estabilidad del régimen fiscal también afecta la confianza empresarial y afecta el nivel de inversión y el ritmo de desarrollo de los proyectos existentes. Las cláusulas contractuales y de estabilidad fiscal se utilizan tanto en los sistemas concesionales como contractuales.	Las cláusulas de estabilidad pueden agruparse en dos categorías: "Cláusulas de Estabilidad" que mantienen el contrato y / o las condiciones fiscales sin cambios durante la duración del contrato o durante un período de tiempo determinado; "Cláusulas de equilibrio" que permitan un ajuste de los términos contractuales a lo largo de la vida el contrato, para que un cambio de circunstancias no perjudique o beneficie a una de las partes en provecho o detrimento de la otra.

Fuente: Fiscal Systems for Hydrocarbons, Paper 123, World Bank, 2011

Los instrumentos fiscales disponibles para alcanzar estos múltiples objetivos incluyen la utilización de Bonos, Regalías, Factor R, Impuesto a las Utilidades, Impuesto a las Utilidades Extraordinarias y participación estatal. La tabla inferior detalla las capacidades de estos instrumentos para alcanzar estos objetivos.

Adicionalmente, es importante señalar que un buen diseño fiscal sin estructuras institucionales complementarias puede no lograr los objetivos deseados. El diseño de un régimen fiscal debe tomar en cuenta el desarrollo y las capacidades administrativas y de auditoría de las instituciones pertinentes.

Por lo tanto, un objetivo adicional es que el sistema no sobrecargue de obligaciones administrativa al Estado. Un sistema teóricamente ideal pero complejo de manejar puede no ser siempre la mejor alternativa. Esto es particularmente importante en los países que son nuevos en la industria petrolera y/o tienen restricciones de capacidad significativas.

Tabla 8. Mecanismos Fiscales bajo un esquema de Regalías + Impuestos (R+I)

Objetivos de Gobierno	Bonos	Regalía	Regalía con Escala móvil	Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT)	Impuesto a las Utilidades (CIT)	Participación Estatal
Maximizar El VAN del Gobierno	Todos los riesgos recaen sobre el inversor, por ende los ingresos gubernamentales más bajos esperados.	Inviabiliza algunos proyectos y no logra captar la los incrementos de rentabilidad de los proyectos que si son implementados.	Diferentes efectos en diferentes proyectos; Probable disuasión a proyectos de bajo rentabilidad y/o alto costo.	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos.	Relativamente neutral y progresivo. Vulnerabilidad a la sub capitalización	Maximizarían los ingresos esperados por el gobierno a cambio de asumir una proporción igual de riesgo.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios	No Responde: El Bono es regresivo (el bono refleja los precios esperados, no los reales).	Regresivo: la participación en la renta del gobierno disminuye a medida que suben los precios de las materias primas.	Inconsistente: Genera comportamientos diferenciados en diferentes proyectos	Captura al alza en la rentabilidad, pero difiere en el tiempo el incremento en los ingresos fiscales. Reduce la carga tributaria en escenarios de precios bajos. Reduce automáticamente la carga de los proyectos de alto costo	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	La Participación que no reconoce los costos es regresiva La participación en el proyecto que reconoce los costos es progresiva
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de disminuciones en los costos de producción	No Responde: El Bono es regresivo	No Responde: La regalías es regresivo	No Responde: Las regalías con escala móviles son generalmente regresivas	La participación del estado solo se incrementa si el proyecto que superan el umbral de rendimiento normal	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	Participación accionaria sin reconocimiento de costos es regresiva. Participación accionaria con reconocimientos de costos es Progresiva.
Neutralidad: evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Impacto en las decisiones de exploración; Ningún impacto en las decisiones de desarrollo o de operación. Aumenta el riesgo de exploración, pero relativamente neutral si es parte de la oferta competitiva.	Se corre el riesgo que disuaden proyectos marginales y se acorte el periodo de explotación de proyectos viables. Si la regalía es demasiado alta puede inviabilizar proyectos viables.	Diferentes efectos en diferentes proyectos. Alto Riesgo de generar distorsiones por que los parámetros estén mal ajustados. Disuade la inversión al disminuir los ingresos potenciales del inversionista	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Depende del diseño del parámetro. Distorsión potencial de la depreciación	Participación accionaria sin reconocimiento de costos desalienta la inversión en exploración. Percibida negativamente por los inversores, a menos que sea en condiciones de igualdad de responsabilidades de aporte de capital
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.	Minimiza Riesgo Gubernamental	Cálculos relativamente simples, pero requiere medición y valoración de la producción.	Complejo y requiere mediciones y valoración por nivel de producción	Relativamente simple. Se utiliza los mismos datos que se requieren para el impuesto a las Utilidades de las empresas. Requiere cálculos adicionales simples.	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria	Complejo y puede generar escenarios continuos de renegociación fiscal

Tabla 9. Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera bajo un esquema Contractual

Objetivos de Gobierno	Facto R	Tasa de Retorno	Niveles de Producción	Precio tope (RRT)	Participación Estatal
Maximizar El VAN del Gobierno	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos.	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos.	Diferentes efectos en diferentes proyectos; Probable disuasión a proyectos de bajo rentabilidad y/o alto costo.	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos.	Maximizarían los ingresos esperados por el gobierno a cambio de asumir una proporción igual de riesgo.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios	Captura al alza en la rentabilidad, e incremento los ingresos fiscales de forma inmediata Difieren en el tiempo la reducción la participación estatal en escenarios de precios bajos.	Captura al alza en la rentabilidad, pero difiere en el tiempo el incremento en los ingresos fiscales. Reduce la carga tributaria en escenarios de precios bajos. Reduce automáticamente la carga de los proyectos de alto	Inconsistente: Genera comportamientos diferenciados en diferentes proyectos	Captura al alza en la rentabilidad, pero difiere en el tiempo el incremento en los ingresos fiscales. Reduce la carga tributaria en escenarios de precios bajos. Reduce automáticamente la carga de los proyectos de alto costo	Regresivo: la participación en la renta del gobierno disminuye a medida que suben los precios de las materias primas.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de disminuciones en los costos de producción	Captura al alza en la rentabilidad, e incremento los ingresos fiscales de forma inmediata	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	No Responde, generalmente regresivo	La participación del estado solo se incrementa si el proyectos que superan el umbral de rendimiento normal	No Responde: El precio tope es regresivo
Neutralidad: evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Diferentes efectos en diferentes proyectos. Alto Riesgo que distorsiones por que los parámetros estén mal ajustados. Si la Participación inicial del gobierno es alta disuade la inversión	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Participación accionaria sin reconocimiento de costos desalienta la inversión en exploración. Percibida negativamente por los inversores, a menos que sea en condiciones de igualdad de responsabilidades de aporte de capital
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.	Cálculos relativamente simples, pero requiere auditorias de costos continuas y transparentes	Cálculos relativamente simples, pero requiere medición y valoración de la producción.	Simple, pero requiere mediciones y valoración por nivel de producción	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria	Complejo y puede generar escenarios continuos de renegociación fiscal

Fuente: Canales Auty

6.1 Características de un Régimen Fiscal Flexible, Neutro y Progresivo

Ningún régimen es ideal y aplicable a todos los casos, sin embargo, se considera que un régimen fiscal que opere bajo un marco Contractual o de Regalías + Impuestos debería tener los siguientes elementos fiscales: una regalía, un impuesto a la utilidad de las empresas y un impuesto o mecanismo progresivo adicional que capture la rentabilidad extraordinaria.

El primero asegura algunos ingresos cuando la producción es positiva. El segundo asegura que el retorno normal al patrimonio sea gravado a nivel corporativo como en otros sectores de la economía y, además, que los créditos fiscales estén disponibles en los países de origen de las empresas inversionistas. Y el tercero aprovecha el potencial del sector petrolero de generar escenarios de alta rentabilidad.

Este marco conceptual puede aplicarse a una amplia gama de circunstancias y viabilizar un amplio abanico de proyectos de petróleo y gas, aunque el equilibrio entre los mecanismos y los parámetros puede ser diferente como resultado de una asignación competitiva de licencias o contratos donde ciertos parámetros estén sujetos a puja.

Tabla 10. Características Deseables en un Régimen Fiscal

Tipo de Mecanismo	Características del Instrumento	Regalías + impuestos	Contractual
Instrumentos Fiscales	Regresivo: la participación en la renta del gobierno disminuye a medida que suben los precios de las materias primas	Regalía	Regalía: Límite de costo recuperable de 80% y participación mínima en la Renta petrolera
	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	Impuesto a las Utilidades de la Empresas (CIT)	Impuesto a las Utilidades de la Empresas (CIT)
	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT)	No Aplicable
Mecanismo de Distribución de la Renta	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad	No Aplicable	Mecanismo de distribución de la renta basado en: - Tasa de Retorno - Factor R

Fuente: Canales Auty

6.2 Legislación General Versus Negociación Contractual.

Los costos administrativos, las dificultades políticas y, probablemente, los riesgos percibidos por los inversores pueden reducirse legislando términos estándar aplicables a todos los proyectos. La alternativa de establecerlos en un marco legal con un contrato modelo puede convertirlos en una base para la negociación.

Las ventajas para los gobiernos de la negociación caso por caso de términos fiscales son frecuentemente exageradas, requiriendo como lo hacen un conocimiento detallado de la rentabilidad prospectiva de un campo petrolero sobre el cual los inversores probablemente estarán mejor informados. También requieren la creación de equipos especializados, un esfuerzo administrativo, habilidades de negociación y evaluación detallada de las necesidades de cada inversor que, en muchas circunstancias, puede ser difícil de lograr

Los países que han atraído importantes inversiones petroleras en las últimas décadas han utilizado términos fiscales generales en lugar de negociaciones caso por caso. Estos incluyen no sólo países desarrollados como Australia, Canadá o Noruega, sino también Trinidad y Tobago, Uruguay, Indonesia, Namibia, Perú y Sudáfrica. El uso de términos generales en lugar de negociados parece mucho más prevalente en América del Sur que en el África subsahariana

En ocasiones, la negociación es inevitable. La clave para los gobiernos es entonces el acceso a la información específica del proyecto (por ejemplo, los depósitos conocidos), a la información sobre los regímenes fiscales disponibles en otros lugares y al asesoramiento de expertos. Una regla general que favorezca la publicación de resultados negociados disuade la corrupción y es más probable que produzca un resultado que sea sostenible y en los intereses mutuos del país anfitrión y de las empresas.

Si bien la obligación de respetar los contratos es vital, las renegociaciones pueden y en ocasiones deben ocurrir. La renegociación puede justificarse cuando los términos y parámetros fiscales se han vuelto excesivos y fuera de la práctica internacional. Ningún contrato puede anticipar todos los resultados posibles. Cuando esto sucede a través de consultas, o de mutuo acuerdo, el clima de inversión puede ser fortalecido en lugar de verse debilitado. Es por esta razón que los contratos con más frecuencia incluyen disposiciones para las revisiones periódicas del régimen fiscal. El mecanismo permite tener alertas tempranas que indiquen al gobierno si un ajuste es necesario.

6.2.1 Problemas con el Impuesto a las Utilidades de las Empresas

6.2.1.1 La Valoración de la Producción

Los principios de valoración para el impuesto sobre la renta pueden no siempre estar alineados a los precios utilizados para el cálculo de las regalías. Si bien la coherencia simplifica la administración fiscal, no siempre es posible homogenizar los precios de referencia y los precios efectivos de comercialización. El Impuesto a las Utilidades tiene como base imponible la “Utilidad Neta” que toman en consideración el precio efectivo de comercialización y los deducibles permitidos. Básicamente, el ingreso a las Utilidades toma en consideración todos los costos decibles desde el punto de transferencia hasta la boca de pozo, este procedimiento es considerado como “Net Back”.

6.2.1.2 Interacción Entre el CIT y la Producción Compartida

El reparto de la producción crea potencialmente una relación compleja con el impuesto a las utilidades de las empresas, ya que se necesita un cálculo en dos etapas, a menudo bajo diferentes reglas. Los ingresos del contratista bajo un contrato de producción compartida están compuestos por su participación en la producción y los costos recuperables reconocidos en el periodo, estos ingresos son considerados como el ingreso bruto para el cálculo del CIT, y se aplican las deducciones regulares de CIT. Este sistema con frecuencia conduce a una administración separada del reparto de la producción y del impuesto.

Algunos sistemas utilizan el concepto del "pago en compensación" en el que la responsabilidad del contratista de pagar el impuesto a las utilidades se resuelve con la participación de la producción

asignada al estado, estabilizando de forma automática cualquier impuesto que el contratista podría enfrentar en el futuro.

6.2.1.3 Deducciones Permitidas

Por lo general, los costos deducibles deberían dar lugar a una base imponible sobre los ingresos generados a la persona pagada. Este importante principio requiere, por ejemplo, que se puedan recaudar por medio de los impuestos a las retenciones los pagos por intereses o servicios técnicos a los no residentes.

6.2.1.4 La Tasa del Impuesto a las Utilidades y su Vinculación con Otros Impuestos Sobre la Renta

La tasa apropiada de CIT para la industria petrolera está vinculada a metas más amplias. Esta depende de:

1) Si el gobierno tiene la intención de reducir la tasa general en el tiempo;
2) Si el gobierno desea mantener una tasa alta de inversión en la economía
3) Y del balance sobre la base imponible del CIT cuando interactúa con otros impuestos, en particular, las retenciones por el pago de dividendos WHT y sobre cualquier posible imposición adicional sobre la renta.

Por lo general, es preferible una tasa uniforme para el CIT aplicable a todos los sectores. El CIT se considera un impuesto no atribuible específicamente a la extracción de recursos, sino a la actividad de realizar negocios en el país. Sin embargo, las empresas analizarán el impacto fiscal agregado, primero en términos de la economía intrínseca del proyecto y luego en términos de la estructuración del financiamiento, las estructuras organizativas, la optimización del uso de créditos fiscales en el lugar de residencia de la empresa y el uso de Oportunidades de planificación tributaria a fin de minimizar la base imponible.

6.2.1.5 Depreciaciones y Definiciones de Gastos de Capital

Las amortizaciones fiscales para la industria petrolera suelen ser generosas en relación con la depreciación contable o la probable depreciación económica del activo. Estos pueden justificarse por motivos de reducción del riesgo, pero tienen como efecto el diferimiento en el tiempo de los ingresos públicos.

Las definiciones de gastos de capital contadas a partir del año en que se efectivizo el gasto permiten la acumulación de pérdidas durante las fases iniciales de un proyecto de Exploración y Producción de Petróleo.

Una práctica más común es comenzar el proceso de depreciación del gasto de capital reconocido al inicio del año de producción comercial. De esta manera, todos los activos son tratados de manera idéntica con respecto a los ingresos producidos, independientemente de cuándo se compran o construyen.

El gasto de capital del sector petrolero requiere definiciones específicas a la industria. El gasto de capital durante la fase de desarrollo, la perforación de pozos, los gastos de manejo de desechos, mantenimiento de pozos y actividades semejantes a menudo se deprecia inmediatamente. Las “Normas Internacionales de Información Financiera” (NIIF) proporcionan la base para determinar qué debe ser reconocido como gasto y qué debe amortizarse.

6.2.1.6 El Arrastre de Pérdidas y el Cerco Fiscal “Ring Fencing”

Las actividades extractivas suelen tener un período de arrastre de perdidas prolongados. Esto no crea ningún problema especial, excepto por el problema de mantener un registro del arrastre de pérdidas. En cualquier caso, no puede negarse la deducción de las pérdidas debidas (en la práctica mediante la aplicación de las bonificaciones de capital).

La aplicación de “Ring fence” por licencia requiere la aplicación de ciertos criterios de implementación. Países como Noruega y el Reino Unido permiten la consolidación dentro de un “Ring Fence” sectorial para todas las actividades de Upstream costa afuera. En el caso de los países en vías de desarrollo como Uruguay, Guyana y Trinidad y Tobago más preocupados por el diferimiento en el tiempo de los ingresos tributarios, es común que se establezca un “Ring fence” por área de licencia.

6.2.1.7 Deducibilidad de Interés y Reglas de Sub Capitalización

Las normas generales relativas a la subcapitalización suelen aplicarse, pero si éstas son débiles, pueden ser necesarias disposiciones especiales. El enfoque de negar la deducción inmediata por los pagos de intereses que exceden una parte de los ingresos (por ejemplo, el 50 por ciento más los intereses devengados) es una forma útil de limitar la deducción de intereses excesivos. Adicionalmente esta norma se puede perfeccionar con la adición de una normativa que establece que el límite en la relación deuda y patrimonio de 60% patrimonio y 40% deuda.

La tasa de interés deducible también necesita ser limitada. Al menos, debe incluirse en la legislación fiscal un criterio equivalente de plena competencia, normalmente como parte de una regla general de precios de transferencia. Una alternativa es especificar un margen sobre un tipo de interés internacional de referencia, por ejemplo, libor o Prime-rate más 3%.

6.2.2 ¿Qué Tasa de "Uplift" se Debe Utilizar en el Impuesto a la Renta de los Recursos (RRT)?

El Impuesto a la Renta del Recursos (RRT) establece como base imponible los ingresos extraordinarios que están por encima de la tasa libre de riesgo. La teoría sigue siendo poco clara sobre la tarifa apropiada libre de riesgo en un país en vías de desarrollo, pero se considera como práctica habitual que esta corresponde a la tasa de los bonos emitidos por el estado. Sin embargo, en muchos países en desarrollo, ni siquiera existe una tasa de bonos fiables a largo plazo en moneda local o en dólares estadounidenses.

En la práctica Noruega y U.K. proporcionan un “Uplift” muy relacionado con los costos de capital de 6%, pero están limitados en el tiempo a 6 años o a u máximo de 130% en la depreciación sujeta al “Uplift”.

Es importante destacar que una tasa de ““Uplift”” ajustados por el nivel de riesgo han sido empujados a niveles tan altos en Ghana y Papúa Nueva Guinea que socavan la credibilidad del régimen fiscal, ya que el impuesto a renta de los recursos nunca genero ingresos fiscales. Sin embargo, sistemas con ““Uplift”” razonables han recaudado ingresos significativos en Angola, Australia, Timor-Leste y Zimbawe. Usando estas consideraciones y experiencias, se aconseja a los países en desarrollo que utilicen tasas bajas de “Uplift” y que consideren limitarlas en el tiempo a un periodo máximo de 5 o 6 años.

6.2.3 ¿Qué Tasa se Debe Utilizar en Mecanismo de Distribución de la Renta Petrolera Basado en TIR?

El mecanismo de distribución basado en la TIR para distribuir la renta petrolera captura la

rentabilidad del proyecto por medio del flujo de caja antes o después de impuestos y fija uno o más límites de rentabilidad que una vez superados, denominados como eventos, modifican la tasa de participación del estado en la renta petrolera como se aprecia en la tabla inferior.

Tabla 11. Mecanismo de Distribución de la Renta basado en TIR

TIR Niveles	Part. del Estado
15.0%	55%
20.0%	60%
25.0%	65%
30.0%	70%

Fuente: Canales Auty

La teoría sigue siendo poco clara sobre la tasa de retorno apropiada que debe ser denominada como la tasa libre de riesgo y que se constituye en la TIR base de este sistema de reparto de la renta. Muchos países fijan su TIR mínima tomando en cuenta el costo de colocación de su deuda de largo plazo y la ajustan por el nivel de riesgo de la actividad Petrolera. Por ejemplo, asumamos un costo de colocación de deuda de 5% más una tasa ajustada por el nivel de riesgo de la actividad petrolera de 10%, como resultado la Tasa mínima del sistema de reparto es del 15%.

El problema es que la tasa libre de riesgo varia en el tiempo y se corre en riesgo de fijar la TIR ajustada por el nivel de riesgo en un nivel muy alto, al punto de comprometer la viabilidad del régimen contractual. Lamentablemente este fue el caso en el contrato de Papúa Nueva Guinea. A fin de evitar este problema muchos países introducen mecanismos de renegociación si la tasa fijada se aleja demasiado de lo que se considera razonable en la industria. Adicionalmente, algunos países permiten que la fijación de la tasa sea un elemento más sujeto a puja en las rodas de asignación de áreas.

6.3 Estabilidad y Credibilidad

La estabilidad y predictibilidad del régimen fiscal es un requerimiento de la industria petrolera. Para este fin es necesario que el marco legal provea un nivel razonable de seguridad contractual y estabilidad fiscal. Un régimen fiscal predecible debe establecer de forma transparente los procesos y/o criterios mediante los cuales se puede modificar elementos críticos del régimen fiscal.[7]

Adicionalmente las empresas normalmente solicitan un compromiso creíble por parte del gobierno de mantener la previsibilidad en su régimen fiscal. Este mecanismo normalmente incluye que cualquier modificación del régimen fiscal bajo un Contrato de Producción Compartida (PSC) recaerá en la participación de la utilidad del Estado o la Empresa Estatal.

La introducción de un mecanismo de estabilidad fiscal puede tener las fortalezas y debilidades al momento de su aplicación.[8] Desde la perspectiva del gobierno, el mecanismo de estabilidad aplicado, puede ser entendido como un marco regulatorio que obliga al gobierno y gobiernos futuros a preservar el actual acuerdo, o podría ser un dispositivo de señalización destinado a alentar nuevas inversiones. Caber recalcar que el valor de las garantías para los inversionistas no siempre

[7] Daniel y Sunley, 2010; Osmundsen, 2010
[8] Debrun y Kumar, 2008

es claro, y si la garantía tiene que ser invocada, las relaciones con el gobierno ya estarán rotas hasta el punto en que el mantenimiento de las operaciones puede ser difícil.

6.4 Transparencia en el Manejo de la Contabilidad de Costos

No existe ninguna razón intrínseca para no tener una administración efectiva y transparente del régimen fiscal. En este sentido la actividad petrolera es más simple que otras industrias, como las finanzas y las telecomunicaciones, en el sentido de que involucran operaciones físicas con productos que pueden ser analizados, cuantificados y valorados en base a precios utilizados en los mercados internacionales. Adicionalmente, la fuente de ingresos suele estar concentrada en un número pequeño de contribuyentes, los cuales están interesados en mantener una relación de largo plazo con el gobierno.

Sin embargo, muchas veces la administración es a menudo difícil y mal realizada. La variedad y complejidad (a menudo excesiva) de los regímenes fiscales existentes en una legislación a menudo plantean serios desafíos. Las normas fiscales importantes suelen ser complejas, poco claras o abiertas a abusos. Incluso con sólo unas pocas empresas operando en una legislación, muchos países a menudo luchan para hacer frente a la rutina de procesamiento y presentación de informes, dificultando la aplicación efectiva del régimen fiscal y la maximización de su potencial de generación de ingresos.

La fragmentación de la administración impide el desarrollo de funciones coherentes de auditoría basada en el nivel de riesgo y de servicio al contribuyente. Adicionalmente, es común que la remuneración, el estatus y la autoridad para el personal operativo son a menudo inadecuados para reclutar personal de la calidad requerida.

Una estructura eficiente para la administración del régimen fiscal puede requerir que se especifiquen las responsabilidades del ministerio de hidrocarburos y Hacienda. También es necesario potenciar las capacidades de la autoridad tributaria y/o crear o potenciar una agencia regulatoria a fin de limitar el rol de la empresa nacional de petróleo.

Existe un conflicto de intereses fundamental cuando la empresa nacional de petróleo combina las responsabilidades fiscales y comerciales. Para preservar la integridad del régimen fiscal, la legislación y el ministerio de hidrocarburos deben separar los roles regulatorios y comerciales. Poner a la administración tributaria a cargo de la administración fiscal del régimen petrolero y fortalecer sus capacidades administrativas para poder interactuar con la industria y las agencias regulatorias es la manera más obvia y efectiva de hacerlo.

6.5 Tratados Internacionales de Doble Tributación

Las cuestiones fiscales internacionales para las actividades de la industria petrolera merecen atención. La mayoría de estas cuestiones no son específicas a las industrias extractivas y son de importancia creciente para los países en desarrollo de manera más general, pero son de especial relevancia en las industrias extractivas.

El trato fiscal de las ganancias de capital en la transferencia de un interés en los derechos petroleros se ha convertido en una cuestión urgente y controvertida. Esto se ha convertido en una preocupación importante, ya que vendedores de participaciones obtuvieron grandes ganancias en transacciones en proyectos de exploración, por ejemplo, en Mozambique.

Los tratados de doble tributación internacional muchas veces erosionan la base impositiva de los proyectos petroleros. Con frecuencia reducen los niveles permitidos de las retenciones a los intereses y a los dividendos transfronterizos y en algunos casos incluso los eliminan por completo.

La práctica de seleccionar el tratado de tributación más favorable se llama “Treaty shopping” y consiste en el encaminamiento y caracterización de las remesas para aprovechar las ventajas tributarias de una residencia fiscal en exterior sobre otras. Como resultado se pueden reducir sustancialmente las obligaciones de retención de impuestos sobre los dividendos, los intereses y las comisiones de administración o servicios técnicos. Los países en desarrollo necesitan diseñar estrategias en la negociación de sus tratados que minimicen la erosión de las bases tributarias y consideren la posibilidad de adoptar normas que limiten el “Treaty shopping”.

Existe vulnerabilidad a precios de transferencia[9] abusivos en la industria petrolera. El aumento de los impuestos sobre las actividades en el Upstream incrementa este riesgo, las empresas involucradas son generalmente multinacionales integradas y el uso de paraísos fiscales es común. Por otro lado, las características de la actividad petrolera mitigan estos riesgos: existen operaciones físicas y producción observable, hay mediciones estándar y precios internacionales de referencia, y en petróleo la estructuración de sociedades para la administración de un área de exploración y producción crea intereses conflictivos que trabajan a favor del gobierno para controlar los costos.

Las buenas prácticas requieren normas de precios de transferencia claras y transparentes que produzcan una aproximación razonable de los precios de mercado, aplicando prácticas específicas de la industria cuando sea posible y que reflejen los valores de entrada y salida de la cadena de suministro.

La industria petrolera tiene precios de referencia útiles para los productos y prácticas transparentes para la generación de precios y la transferencia al costo, para algunos insumos. Estos precios de referencia proporcionan un precio comparable que no es controlado, con el que es posible valorar las transacciones entre subsidiarias. Cabe recalcar que la responsabilidad del contribuyente es demostrar que usó las reglas y los precios de referencia de la industria. Deben utilizarse los precios de referencia publicados cuando estén disponibles, y las autoridades fiscales necesitan un vigoroso programa de recopilación de datos para apoyar una estrategia coherente de auditoría basada en el riesgo.

6.6 Tributación y Concesión de Derechos de Exploración y Explotación

La tributación del sector petrolero está vinculada a la forma en que se otorgan los derechos minerales. En algunos casos, los gobiernos pueden beneficiarse de separar la exploración de la extracción -por ejemplo, subastando las áreas con campos conocidos al mejor postor- siempre que no se hayan creado derechos anteriores para el inversor durante el período de exploración.

La mayoría de las empresas no invertirán en exploración sin garantía de derechos de extracción en caso de éxito, pero a veces los depósitos son abandonados y el gobierno puede aumentar la viabilidad de las licitaciones competitivas (incluyendo subastas) adquiriendo datos de exploración.[10]

El diseño de la ronda de exploración es crítico. Ha habido más éxito en la subasta de áreas de exploración de petróleo donde había disponibilidad de información y los datos disponibles de los hallazgos adyacentes tienden a fomentar la competencia por las áreas. La variable de oferta, son normalmente bajo un régimen de impuestos y regalías, los montos mínimos exploratorios. Bajo un régimen contractual con un PSC se adiciona la participación del gobierno en la producción. La clave no es imponer demasiadas variables o criterios de selección dado que esto puede dar lugar a confusión. El procedimiento de subasta más adecuado puede variar según las circunstancias y las capacidades administrativas del gobierno. Es improbable que las subastas tengan éxito a menos

[9] Los “Precios de Transferencia” son los valores monetarios asignados a los productos o servicios intercambiados entre las subsidiaras o divisiones de una corporación en una o varias legislaciones fiscales.
[10] Tordo, Johnston, Y Johnston, 2010

que se estimule la participación de un número significativo de licitantes calificados y se evite la colusión entre ellos.

El primer paso es definir las áreas de subasta: el plazo de la licencia, el tamaño máximo asignable, las obligaciones tributarias y decidir qué términos son pujantes y cuáles son fijos. A continuación, se deben resolver varios problemas básicos de diseño: venta secuencial versus venta simultánea, subasta dinámica o estática, la política de información y los compromisos mínimos de reserva.

La licitación se puede combinar con políticas de promoción de impuestos. De hecho, esta combinación es habitual y significa que la estructura del régimen fiscal es parte integral del diseño y del potencial de ingresos de la subasta, y viceversa.

6.7 Consideraciones Fiscales de un Fondo de Abandono

Las reglas especiales deben prever los eventuales gastos de abandono y recuperación. Una provisión contra un gasto futuro no suele ser deducible de impuestos, pero en este caso todas las partes tienen un interés en esta disposición. Se necesitan reglas detalladas para la especificación de planes y presupuestos, y para la deducción de costos en contra de ellos. Por ejemplo, ¿el cálculo incluye la inflación proyectada o no? ¿Debería descontarse el costo presupuestado futuro al presente a una tasa de interés apropiada? Actualmente, muchos países cuentan con planes de contribuciones deducibles de impuestos a un fondo de abandono o recuperación.

6.8 Tratamiento de Cobertura o Hedging

Las ganancias y pérdidas resultado de la aplicación de cobertura pueden generar que el gobierno puede perder o ganar con el cierre de las posiciones de cobertura, en relación con las transacciones regulares al contado o de contrato. Dado que el gobierno no tiene control sobre las decisiones comerciales que determinan el uso de una cobertura es probable que el gobierno no desee exponerse a los resultados de esta operación. En este caso, una opción es no considerar en absoluto las operaciones de cobertura, lo que requiere que se utilicen precios de referencia. Como resultados las transacciones de cobertura estarían sujetas al régimen general del impuesto a las utilidades de las empresas para tales transacciones.

6.9 Tributación de los Ingresos por Retención

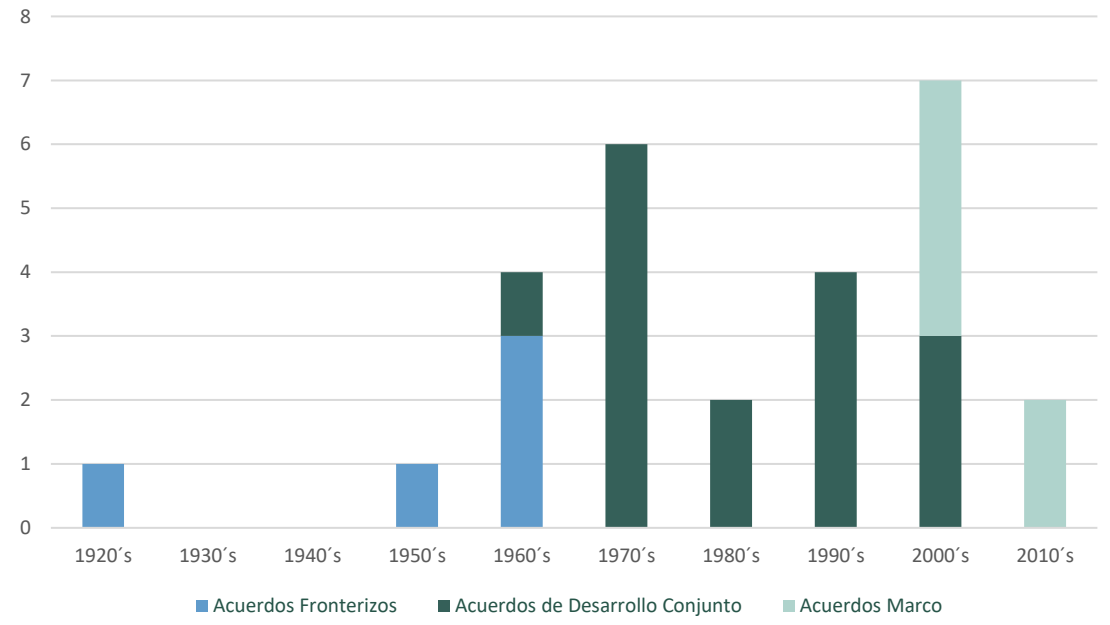
Los impuestos de retención por ser servicios, (SWHT) pueden ser importantes tanto como una fuente directa de ingresos como para combatir la evasión, pero necesitan una elaboración cuidadosa. Los pagos a subcontratistas (en lugar de impuestos sobre la renta) pueden ser una fuente importante de ingresos anticipados, pero también pueden aumentar el costo de exploración y desarrollo, ya que los costos incurridos por las retenciones normalmente se incluyen en el costo del servicio a fin de cubrir el pago del impuesto. Adicionalmente, se aumentan las deducciones contra el CIT, disminuyendo posteriormente los ingresos tributarios. Los gobiernos anfitriones tratan de imponer obligaciones tributarias a los proveedores de servicios, principalmente a las empresas de servicios de perforación no residentes, para garantizar el cumplimiento fiscal. La falta de claridad sobre las WHT puede ser una fuente importante de fricción entre los gobiernos y los contribuyentes, particularmente en las fases de exploración y desarrollo. También se necesita prestar atención a las retenciones por dividendos e intereses, que a menudo se reducen o eliminan en los tratados fiscales, como se explicó anteriormente.

6.10 Tratamiento Especial por Yacimientos Transfronterizos

El principio de soberanía permanente de Naciones Unidas que gobierna las fronteras políticas, establece el derecho de cada nación de explotar libremente sus recursos naturales conforme a sus intereses nacionales. En el subsuelo, el petróleo y el gas no se adhieren a las demarcaciones políticas, los recursos migran atravesando fronteras y los fluidos del reservorio se mueven de zonas de alta a baja presión.

A pesar de que las naciones soberanas establecen mediante leyes nacionales la obligación de unitizar reservas que abarquen varios bloques dentro de sus fronteras, a nivel internacional normalmente no existen tales obligaciones. Con importantes ganancias financieras en juego, es común que surjan disputas políticas relacionadas con la propiedad de los recursos de hidrocarburos transfronterizos (transboundary hydrocarbon resources, en adelante "THRs"). El riesgo de dichas disputas frecuentemente disuade a los inversores y puede hacer que la financiación de la exploración y el desarrollo sea casi imposible. Por ejemplo, la disputa soberana entre Venezuela y Guyana que está afectando al descubrimiento Liza-1 de Exxon. Desde el comienzo de la industria del petróleo y gas, los gobiernos se han beneficiado de trabajar conjuntamente para realizar inversiones más seguras en las regiones fronterizas (Gráfico 16). Sin embargo, con el tiempo los acuerdos se han vuelto más robustos estableciendo un marco regulatorio claro para las empresas de exploración y la comunidad financiera. En muchos casos, estos Acuerdos Fronterizos (Boundary Agreements) iniciales han evolucionado en Acuerdos de Desarrollo Conjunto (Joint Development Agreement) para reservas de hidrocarburos en áreas cuya soberanía esta contestada, y más recientemente, en Acuerdos Marco (Framework Agreements) para THRs a lo largo de las fronteras.

Gráfico 16: Acuerdos bilaterales de los yacimientos transfronterizos

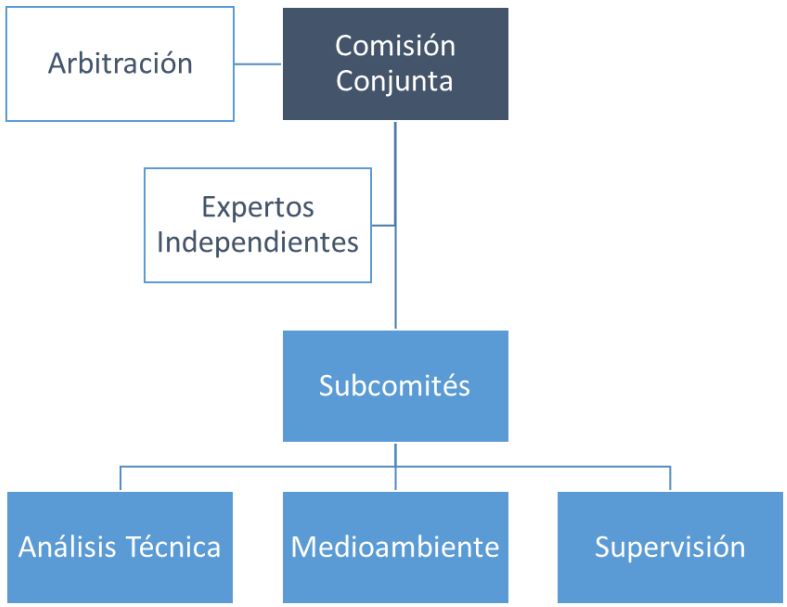


Fuente: Canales Auty

Las dificultades que plantean las reservas de hidrocarburos transfronterizos son principalmente cuestiones relacionadas con la soberanía y la seguridad de la inversión. Cada THR requiere de una solución hecha a medida especialmente en temas de gobernabilidad. Los acuerdos existentes han

desarrollado un enfoque de mejores prácticas estableciendo una comisión conjunta de altos funcionarios gubernamentales encargada de supervisar los THRs y de tomar decisiones en asuntos como la aprobación de Acuerdos de Unitización (Gráfico 17). Estas comisiones suelen estar demasiado distantes como para gestionar las operaciones diarias o revisar asuntos técnicos, por lo que requieren de subcomités que las informen sobre estos asuntos y emitan recomendaciones. Los subcomités no necesariamente son permanentes, y pueden cubrir una amplia gama de asuntos como los análisis geofísicos, las regulaciones y el cumplimiento operativo.

Gráfico 17: Organización administrativa de los acuerdos bilaterales



Fuente: Canales Auty

Para asegurar una gobernabilidad adecuada, en los subcomités se incluyen expertos técnicos tanto del gobierno como de las partes independientes. Las disputas relacionadas con asuntos técnicos, como por ejemplo la existencia y alcance de un THR y la subsecuente asignación de la reserva, son normalmente resueltos por un experto independiente, frecuentemente con autorización para tomar decisiones vinculantes. Para resolver desacuerdos entre los gobiernos respecto a asuntos que no sean técnicos, se puede recurrir a los tribunales o al arbitraje.

Las empresas de exploración son reticentes a la hora de comprometer recursos para la adquisición de sísmica y perforación, cuando no existe un marco regulatorio claro que asegure un ambiente estable para invertir. Para evitar este tipo de inactividad, los gobiernos tienen el imperativo de establecer una metodología para asignar una reserva cuando la exploración prueba la existencia de recursos. Los tratados de THR más avanzados establecen la evaluación de una propuesta de asignación de reserva hecha por los operadores basada en los datos de la exploración. La implicación fiscal de estos datos, no obstante, puede frecuentemente llevar al gobierno a cuestionarse los motivos de un operador. Los operadores adquieren conocimiento a lo largo del ciclo de vida del proyecto, por lo que saber cuándo y cómo la asignación de reservas debe actualizarse es vital para todas las partes, debido al efecto que tiene en la participación fiscal de los gobiernos y en la devolución financiera para los operadores.

Las inversiones de capital requieren reglas claras. Las cuestiones de soberanía en los proyectos de THRs generan gran incertidumbre, exponiendo al operador a múltiples regulaciones potencialmente conflictivas. Los gobiernos deben definir la ubicación y acordar conjuntamente un único conjunto de leyes aplicables a esa área, teniendo en cuenta que establecer un área demasiado pequeña podría situar algunos de los THRs fuera del área acordada.

Los términos fiscales subyacentes en los acuerdos sobre THRs son vitales para el éxito de los mismos. Se puede optar por la creación de un nuevo régimen fiscal específico para el THR, o por la aplicación proporcional del sistema fiscal existente en cada país a la asignación del área. La primera opción sería deseable para las empresas de exploración ya que simplificaría el desarrollo, pero puesto que las políticas involucradas son complejas y tardadas, la segunda opción suele ser la más frecuente.

La asignación de reservas puede crear complicaciones en el proceso de gobernabilidad. El operador normalmente propone la asignación/ubicación de la reserva, lo que puede crear un conflicto de intereses, puesto que la mayor porción de la reserva podría estar asignada al régimen fiscal más favorable. A medida que la información respecto a la reserva aumenta, la reasignación puede resultar necesaria, alterando potencialmente el resultado financiero de la futura producción, y en última instancia, la proporción de ganancia a dividir entre todas las partes. Cuando se aplican los sistemas fiscales proporcionalmente, las empresas exploratorias deberían incluir limitaciones respecto a futuras reasignaciones para así mitigar riesgos en la rentabilidad.

Las normas que regulan la política medioambiental, la participación pública, la supervisión y la vigilancia, también deben de ser claras y se deben identificar los planes de desarrollo, los procesos de aprobación, y otras regulaciones operativas. Aunque pueden no tener un impacto en la rentabilidad a largo plazo, en la ausencia de entendimiento, las desviaciones de las políticas indicadas podrían afectar gravemente al proyecto. Por ejemplo, si ocurriese un incidente como el de la explosión de Macondo en una región transfronteriza. En un evento de crisis, conflictos en la supervisión, regulaciones y vigilancia podrían conllevar un retraso en la mitigación, demoras en los proyectos, mayores costos y procesos legales prolongados.

Una gestión adecuada del reservorio beneficia a los operadores y gobiernos en la medida en la que incrementa la producción, genera más ingresos y amplía la base impositiva. Algunos acuerdos establecen la obligación del uso compartido de infraestructura. En lugar de tratar cada campo como un proyecto individual, los acuerdos pueden requerir el acceso abierto a otra infraestructura para evitar el gasto de construir nuevas plataformas, ductos y sistemas de recogida. Independientemente de la propiedad, puede ser más eficiente expandir la capacidad de la infraestructura existente, reduciendo así los costos de capital y la degradación medioambiental, limitando la redundancia de infraestructura.

La mayoría de los acuerdos de THRs también establecen la obligatoriedad de normas de salud, seguridad y medioambiente (HSE). Claridad en las regulaciones relacionadas con la conservación y el medioambiente proporciona mayor seguridad en la inversión. Cuando hay regulaciones transnacionales involucradas, las mejores prácticas pueden ser subjetivas por lo que la incertidumbre o disconformidad deberían estar bien definidas.

En los últimos años se han desarrollado evaluaciones medioambientales holísticas para evaluar el vínculo entre la exploración, sus costos y beneficios, y su eventual impacto en el medioambiente local. En el Reino Unido y en Noruega, las evaluaciones medioambientales estratégicas (*Strategic Environmental Assessments, SEAs*) son herramientas mediante las cuales los gobiernos determinan las políticas medioambientales, los programas y los planes, que proporcionan la base de las evaluaciones de impacto ambiental (*Environmental Impact Assessment, EIA*). Los componentes de las evaluaciones de impacto ambiental tales como las subsecuentes acciones de

mitigación y los procedimientos de monitoreo, necesitan ser interpretados. Cuando un acuerdo de THR incorpora legislación medioambiental de varios países, las regulaciones y lineamientos que gobernarán el acuerdo deben quedar claros.

7 Interacción de Régimen Fiscal de Upstream y Dowstream

Es necesario abordar el tratamiento fiscal de las actividades de Downstream. En el sector del petróleo, las actividades de procesamiento y el transporte de gas o petróleo requieren la aplicación de normativa específica para la fijación de precios de transferencia del Upstream al Downstream, a fin de garantizar que la tributación sobre la renta petrolera se limite a las actividades de Upstream.

8 Evaluación de las Buenas Prácticas en Otros Países

En esta sección del informe analizamos la incorporación de las buenas prácticas de la Política Fiscal en los países productores con las características relevantes para el caso de la República Dominicana. Los países productores con las características similares a la República Dominicana seleccionados en fase 2 son:

- Trinidad y Tobago - Contratos de Producción Compartida.
- Guyana - Modelo de Acuerdo/Contrato de Producción Compartida.
- Uruguay - Modelo de Acuerdo/Contrato de Producción Compartida.
- Noruega - un Contrato de Concesión con impuestos y regalías.

8.1 Trinidad y Tobago

El régimen fiscal para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Trinidad y Tobago (TyT) opera bajo un sistema hibrido de Regalías + Impuestos y PSC. Según el modelo de PSC de 2012, el régimen fiscal comprende los siguientes:

- Límite de recuperación de costos del 80%.
- La distribución de la producción remanente después de la recuperación de costos se negocia con el Estado sobre la base de índices de producción y precios del crudo y del gas natural; la participación del Contratista está abierta a negociación.

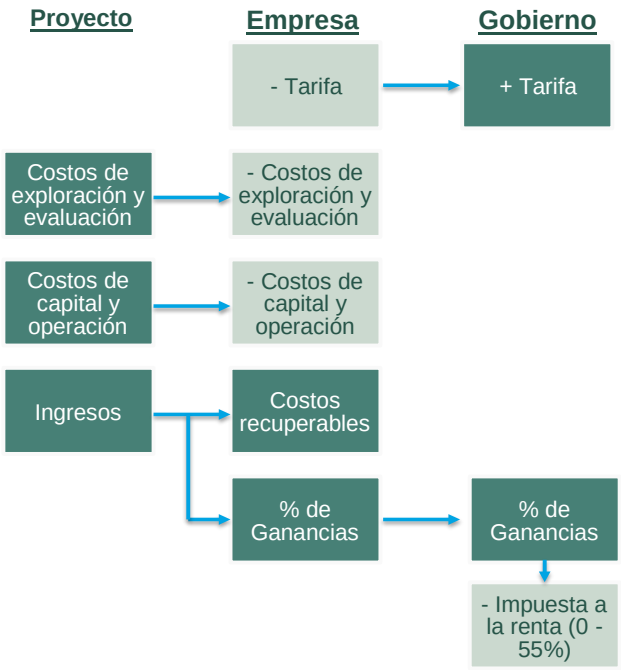
Se considera que la participación del gobierno en los beneficios del petróleo equivale al Impuesto sobre las Ganancias Petroleras (PPT), a la tasa de desempleo, a la tasa del fondo verde, al Impuesto al Petróleo Suplementario (SPT), al Impuesto al Petróleo, a la regalía y a la producción de petróleo.

Tabla 12. Régimen fiscal Trinidad y Tobago PSC 2012

Descripción	Ronda 2010 PSC (Aguas Profundas 400 - 1000 m)	Ronda 2010 PSC (En Mar < 400 m)	Ronda 2012 PSC Terms (Aguas Profundas > 1000 m)
Régimen Fiscal	PSC	PSC	PSC
Bonos	Bono a Firma	Bono a Firma	Bono de Producción
Participación Estatal	Ninguno	20%	Ninguno
Costos Recuperables	**55%**	**50%**	**80%**
Petróleo Part. en las Utilidades	48% - 33%	48% - 33%	66% - 47%
Gas Part. en las Utilidades	48% - 33%	48% - 33%	66% - 47%
Impuesto sobre las Utilidades	Pagado por el estado	Pagado por el estado	Pagado por el estado
Otros Impuestos menores	Pagados por el estado	Pagados por el estado	Pagados por el estado
Retención en las transferencias al extranjero	10%	10%	10%

Fuente: Canales Auty

Gráfico 18: Organización administrativa de los acuerdos bilaterales



Fuente: Canales Auty

8.1.1 Detalles de su Régimen Fiscal

8.1.1.1 Alquiler por Acceso a la Superficie del Área del Contrato

Es una práctica habitual cobrar una tarifa por el acceso a la superficie del área de contrato, este monto normalmente es fijado US$/ Km2 y es cobrado de forma anual y es decreciente en el tiempo. Normalmente este alquiles se transfiere a las comunidades afectada por la actividad a fin de que sea usado para aminorar los impactos de la actividad petrolera. Algunos países lo utilizan como un ingreso para la agencia regulatoria a cargo de las rondas de exploración o del ministerio.

8.1.1.2 Cuota de Formación de Recursos Humano

Es una práctica extendida en la industria que el contratista financie o aporte recursos a un fondo de capacitación de recursos humanos. Trinidad y Tobago establece un aporte mínimo por área de exploración sujeto a un índice del 4% anual y no permiten que estos aportes sean reconocidos como costos recuperables durante la fase de exploración y desarrollo del campo, antes del inicio de la producción. Posteriormente, lo reconoce como un porcentaje de la participación de la renta de contratista.

8.1.1.3 Bonos de Firma y Descubrimiento

El régimen fiscal de Trinidad y Tobago de 2012 no requiere que el contratista pague unos bonos a firma dado su fuerte efecto regresivo, esta es una práctica remendable.

8.1.1.4 Bono de Producción

Bajo el modelo de PSC 2012 (Artículo 21.1(c)) los bonos de producción según nivel de producción son costos no recuperables para fines de producción compartida. Este elemento es altamente fiscal, es regresivo y disminuye la neutralidad del régimen fiscal.

8.1.1.5 Regalías

De acuerdo con la Ley de Petróleo de Trinidad y Tobago es el Estado el que tiene que pagar la regalía con su participación en la renta petrolera del contrato. Una implementación busca transparentar la regalía implica del contrato de producción compartida el cual es resultado de un límite recuperable inferior al 80% y una participación mínima en la renta de petrolera desde el primer día de producción comercial.

Cabe recalcar que las regalías son intrínsecamente regresivas y que su aplicación no es necesariamente fácil.

8.1.1.6 Costos Recuperables

El límite de Costos Recuperables fijados al 80% con una tasa de amortización anual tanto para gastos de capital como gastos operativos.

8.1.1.7 Costos No Recuperables

El Artículo 6 del Anexo C del modelo de contrato de PSC provee una lista de los costos que no son recuperables:

- Los costos de intereses incurridos para financiar inversiones.
- Los impuestos de cualquier naturaleza excepto retenciones laborales y aranceles
- Tasas de retención anual por un descubrimiento de gas.
- Los pagos por Bonos de Producción
- Multas y sanciones.

8.1.1.8 Participación en las Ganancias (Profit Oil)

La Utilidad a distribuir restante después de la recuperación de costos se asigna entre el Ministerio de Energía y el Contratista. La participación del Ministerio en el beneficio bruto del petróleo y / o gas natural de un mes calendario de la zona del Contrato debe ser determinado por separado tanto para el petróleo crudo como para el gas natural en función del precio aplicable según las tablas de contratos como se refleja en los gráficos 19 y 20.

Gráfico 19: Participación en las Ganancias, Petróleo – producción vs precio (TyT)

Petróleo (BOPD)	*Precio Clase A <US$50 BBL*	*Precio Clase B US$50 - 75 BBL*	*Precio Clase C US$15 - 100 BBL*	*Precio Clase D > US$ 100 BBL*
<75,000	X%	X%	X%	X%
75,000 - 100,000	X%	X%	X%	X%
100,000 - 150,000	X%	X%	X%	X%
150,000 - 200,000	X%	X%	X%	X%
> 200,000	X%	X%	X%	X%

Fuente: Modelo de PSC 2012 - Artículos 18.11 a 18.14

Los tipos medios de producción diaria a los que se hace referencia en los niveles de producción establecidos en los gráficos 19 y 20 se calculan para cada mes dividiendo los respectivos volúmenes de petróleo crudo y gas natural producidos de la zona del Contrato por el número de días del mes. “X“ es un porcentaje de puja en la ronda de exploración que puede ser negociado y puede tener valores diferentes para cada incremento.

Gráfico 20: Participación en las Ganancias, Gas – producción vs precio (TyT)

Gas (MMCFD)	*Precio Clase A < US$4 MCF*	*Precio Clase B US$4 - 6.50 MCF*	*Precio Clase C US$6.50 - 9 MCF*	*Precio Clase D > US$9 MCF*
< 200	X%	X%	X%	X%
200-350	X%	X%	X%	X%
350 - 500	X%	X%	X%	X%
500 - 750	X%	X%	X%	X%
750-1,000	X%	X%	X%	X%
>1,000	X%	X%	X%	X%

Fuente: Modelo de PSC 2012 - Artículos 18.11 a 18.14

Cuando el precio del crudo es superior a USD $100 (cien) por barril (Precio Clase D), la participación del gobierno en la utilidad a distribuir del petróleo es igual a:

- BR + 70% [(P-US $ 100) / P] (1-BR)

Cuando el precio del gas natural sea superior a USD $9.00 (nueve) por MCF (Precio Clase D), la participación del gobierno en la utilidad a distribuir del gas natural es igual a:

- BR + 70% [(P-US $ 9) / P] (1-BR)

8.1.1.9 Valoración de la Producción

El modelo de contrato de PSC (artículo 20) establece que el valor del petróleo crudo del área del modelo de contrato de PSC (Artículo 20) establece que el valor del petróleo crudo del Área del Contrato tiene que ser calculado a su valor internacional en el punto de medición Cuando se están produciendo diferentes tipos de petróleo crudo en el Área del Contrato, el valor debe determinarse y aplicarse para cada tipo de petróleo en base a sus grados API, salvo en el caso de que se realice una mezcla para la venta, en cuyo caso el valor de la mezcla prevalecerá.

El valor de mercado del gas natural determinado en el punto de medición es el precio en dólares estadounidenses al cual un tercero independiente estaría dispuesto a comprar en ese momento determinado dicho gas en condiciones de plena competencia, teniendo en cuenta la calidad, el volumen, el costo, las condiciones de pago y cualquier otra condición pertinente, incluidas las condiciones del mercado de gas natural vigentes en el destino final de ventas.

8.1.1.10 Impuesto Sobre la Renta

La Ley de Impuestos al Petróleo Nº 22 de 1974, modificada por la Ley 30 (Nº 2) de 2007 (PTA de 1974) establece el pago de una tasa del 50% de ingresos imponibles. El Ingreso Imponible se define como el ingreso del negocio resultante de la producción de petróleo y/o gas después de las deducciones permitidas. Los ingresos incluyen el producto de ventas de crudo y gas y otros ingresos de las actividades petroleras.

El régimen fiscal redujo el Impuesto sobre los Beneficios del Petróleo (PPT) al 35% para los bloques con profundidades superiores a 400 metros. Esta reducción tiene poco impacto en la participación de la utilidad a distribuir del Contratista ya que es el gobierno el que paga el PPT del Contratista de su participación en los beneficios (PSC Artículo 21.5).

8.1.1.11 *"Ring Fence"* para Producción Compartida y el Impuesto Sobre la Renta

Los costos asociados al Contrato pueden recuperarse con arreglo a las disposiciones relativas a la recuperación de costos del Contrato. Por lo tanto, el Contrato establece un "*Ring Fence"* con el propósito de la recuperación de los costos alrededor del Área del Contrato (PSC Artículo 18).

Los beneficios y / o las pérdidas resultantes de las operaciones petroleras no pueden consolidarse con beneficios y / o pérdidas resultantes de cualquiera de las otras operaciones del Contratista en Trinidad y Tobago (PSC Artículo 21.10).

8.1.1.12 Impuesto a las Utilidades Adicionales

Mientras la Ley de Impuestos al Petróleo Nº 22, modificada por la Ley 30 (Nº 2) de 2007 establece un impuesto a las utilidades adicionales (Secciones 20 y 21) el modelo de contrato de PSC establece que dicho impuesto es pagado de la participación en las ganancias (*Profit Oil*) del gobierno (Artículo 21.5). En otros contratos sin esta previsión, la Parte II de la Ley de Impuestos sobre el Petróleo prevé que el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) se perciba sobre los ingresos brutos. El Ingreso Bruto se define como el ingreso derivado de la disposición del petróleo crudo. Dicho impuesto se aplica a los ingresos procedentes de operaciones marinas y terrestres derivadas de una Licencia de Exploración y Producción, así como los ingresos derivados de un PSC, cuando el contrato no exime expresamente al Contratista de la obligación de pagar el impuesto.

8.1.1.13 Retención de Dividendos

Se impone una retención del 10% sobre las remesas de las sucursales a la sede "beneficios de las sucursales". Las utilidades de la sucursal se consideran beneficios después de impuestos menos la suma de PPT, la tasa de desempleo y los gastos de reinversión que no sean en reemplazo de activos fijos. Las tasas de retención de impuestos sobre los dividendos varían de 5% a 15% dependiendo del país.

8.1.1.14 Derechos de Entrada

El Contratista está obligado al pago de derechos de importación en virtud de las leyes de aplicación general. Las tarifas varían del 5% al 30% en artículos específicos. Los derechos sobre los bienes de capital no competitivos se han reducido al 2,5% y se impone un recargo a la importación de determinados artículos (PSC Artículo 23.4).

8.1.1.15 Impuesto al Valor Agregado

El Impuesto sobre el Valor Añadido o agregado (IVA) se aplica a una tasa del 15% sobre la oferta de la mayoría de los productos y servicios. Las exportaciones están exentas del IVA. Las importaciones de insumos por corporaciones altamente intensivas en capital están exentas si se exporta al menos el 80% de la producción de dicha corporación. Los suministros de petróleo crudo y gas natural tienen una calificación cero.

8.1.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal

El régimen fiscal de Trinidad y Tobago se caracteriza por ser un hibrido entre un régimen de Regalías más impuestos y un régimen contractual. Los instrumentos fiscales utilizados por Trinidad y Tobago son: Bonos, Regalías, Mecanismo de Distribución de la renta basado en precios y niveles de producción, Mecanismo basado en Precios Tope, Impuestos a las Utilidades Variable y Retención de Dividendos. El análisis de la interacción de estos mecanismos y como estos se alienen a los objetivos del estado requiere explicitar estos últimos:

- Maximizar el VAN del gobierno en el proyecto: Maximizar la participación en la renta generada por el proyecto, sin inviabilizaron.
- Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios y decremento de costos: que la participación del estado régimen fiscal a variaciones en la rentabilidad del proyecto
- Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.
- Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos de no capturar el ingreso potencial.

La tabla inferior detalla las interacciones de los instrumentos fiscales y los objetivos del Estado.

Tabla 13. Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera bajo un esquema Contractual

Objetivos de Gobierno	Bonos	Regalía	Precio, Niveles de Producción	Precio tope	Impuesto a las Utilidades con tasa variable	Retención de dividendos DWT
Maximizar El VAN del Gobierno	Todos los riesgos recaen sobre el inversor, a largo plazo deprime los ingresos gubernamentales esperados.	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos de disuadir la exploración	Diferentes efectos en diferentes proyectos; Probable disuasión a proyectos de bajo rentabilidad y/o alto costo.	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos.	Relativamente neutral y progresivo. Vulnerabilidad a la sub capitalización	Todos los riesgos recaen sobre el inversor, a largo plazo deprime los ingresos gubernamentales esperados
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios	No Responde: El Bono es regresivo (el bono refleja los precios esperados, no los reales).	Captura al alza en la rentabilidad, pero difiere en el tiempo el incremento en los ingresos fiscales.	Inconsistente: Genera comportamientos diferenciados en diferentes proyectos	Captura al alza en la rentabilidad, pero difiere en el tiempo el incremento en los ingresos fiscales.	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	Regresivo: No responde ante variaciones en el precio
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de disminuciones en los costos de producción	No Responde: El Bono es regresivo	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	No Responde, generalmente regresivo	La participación del estado solo se incrementa si el proyecto que superan el umbral de rendimiento normal	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	No Responde, generalmente regresivo
Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Impacto en las decisiones de exploración; Ningún impacto en las decisiones de desarrollo o de operación. Aumenta el riesgo de exploración, pero relativamente neutral si es parte de la oferta competitiva.	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Diferentes efectos en diferentes proyectos. Alto Riesgo de generar distorsiones por parámetros mal ajustados. Si la Participación inicial del gobierno es alta disuade la inversión	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Depende del diseño del parámetro. Distorsión potencial de la depreciación Efectiva, siempre y cuando la tasa máxima no es demasiado alta.	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente utilidad para el inversor
Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos.	Minimiza Riesgo Gubernamental	Cálculos relativamente simples, pero requiere medición y valoración de la producción.	Simple, pero requiere mediciones y valoración por nivel de producción	Cálculos relativamente simples, pero requiere medición y valoración de la producción.	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria

A fin de facilitar una mejor apreciación de las características del régimen fiscal, la tabla inferior provee de un análisis de las interacciones de los elementos del régimen fiscal basada en colores y explicita tres objetivos adicionales:

1. Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana: Entrada de recurso desde el inicio de las actividades de producción
2. Proveer un Incentivo suficiente para la exploración: Incentivar las actividades de exploración
3. Participación estratégica del estado en el negocio: Tener una participación accionaria en el negocio.

Donde:

Positivo	Neutro	Negativo

Tabla 14. Objetivos Primarios del Gobierno, Trinidad y Tobago

Objetivos de Gobierno	Bonos	Regalía	Mecanismo de Distribución basado Precio, Niveles de Producción	Precio tope	Impuesto a las Utilidades con tasa variable y DWT
Maximizar El VAN del Gobierno					
Progresividad en precios					
Progresividad en Costos					
Neutralidad:					
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.					
Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana					
Proveer un Incentivo suficiente para la exploración					
Participación estratégica del estado en el negocio					

Fuente: Canales Auty

8.1.3 Tratamiento Especial por Yacimientos Transfronterizos

Trinidad y Tobago firmó un tratado marco sobre la unificación de yacimientos de hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación con Venezuela en 2007. El acuerdo establece el marco legal general según el cual cualquier Yacimiento de Hidrocarburos que se extienda a través de una línea de delimitación entre los países será explotado como una unidad en la forma más efectiva y eficiente. En particular el acuerdo establece:

- la determinación y distribución de los volúmenes de hidrocarburos inicialmente en sitio, así como la forma en la que se distribuirán los costos y beneficios que resulten de dicha explotación unificada;

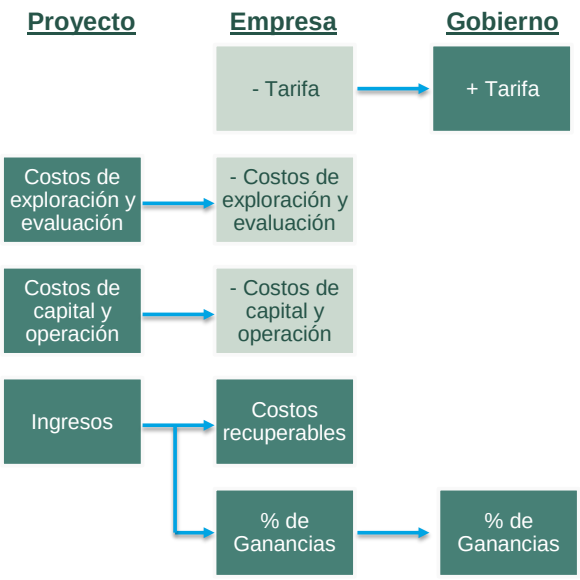
- la construcción, operación y uso de las Instalaciones relacionadas con la explotación unificada de los Yacimientos de Hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación; y
- la construcción y operación de Tuberías Trans-fronterizas.

8.2 Guyana

El régimen fiscal de Guyana se basa en PSC. Los principales elementos del régimen fiscal son:

- Regalías negociables de hasta un 12,5% de la producción bruta.
- Costos recuperables sujetos a un límite negociable sobre el ingreso Bruto de producción mensual.
- Participación en los beneficios de un porcentaje negociable de la producción que queda después de la recuperación de costos. La parte de los beneficios del Contratista están establecidas por medio de una escala móvil ligada a los niveles medios de producción diaria
- El impuesto sobre la renta (conocido como Gasto de los Beneficios del Petróleo) se cobra como porcentajes negociables sobre el flujo de caja neto después del impuesto del Contratista.

Gráfico 21: Representación Esquemática del Contrato de Producción Compartida (Guyana



Fuente: Canales Auty

El PSC (Artículo 14) establece que el Contratista está exento de todos los impuestos, tasas o gravámenes que sean distintos al:

- Cargo por utilidades petroleras.
- Impuesto sobre las ganancias de capital.
- Rentas debidas al gobierno por los derechos de acceso a la tierra.
- Tasas o impuestos del gobierno local, y

- Derechos de registro, derechos de licencia y cualquier otro impuesto, derecho, tasa u otro impuesto de naturaleza menor.

8.2.1 Detalles de su Régimen Fiscal

8.2.1.1 Alquiler de Superficie

El Ministro podrá prescribir un alquiler anual que será cobrado al Contratista y cuyo monto puede variar para tener en cuenta factores tales como la prospección (PSC Artículos 10 y 14 (d)).

8.2.1.2 Cuota de Formación

Aunque no se especifica ninguna cantidad en el PSC, puede ser necesaria una cuota de formación anual durante la Fase de Exploración (PSC Articulo 19).

8.2.1.3 Bonos de Firma

No hay ninguna disposición para el pago de bonificaciones a la firma del contrato.

8.2.1.4 Bono de Producción

No hay ningún bono de producción pagadera al inicio de la producción.

8.2.1.5 Regalías

Conforme con la Ley de Petróleo Guyana puede aplicar regalías de hasta el 12,5%. Por el momento no las ha aplicado, y el PSC no hace mención a las regalías. La Ley de Petróleo (Secciones 45 y 49) impone una regalía al titular de una Licencia de Producción, pagadera en efectivo o en especie. El Ministro también puede remitir o aplazar el pago de regalías previa aprobación del Ministro de Hacienda.

8.2.1.6 Costos Recuperables

Los costos recuperables pueden recuperarse inmediatamente de la producción, sujetos únicamente al límite de recuperación de costos (PSC Artículo 11). La parte de la producción bruta destinada a la recuperación de costos es negociable.

Si en cualquier período los costos operativos, excluyendo el costo de los intereses de los préstamos, exceden el límite de recuperación de costos acordado, pueden ser recuperados sin límite en la medida de los permisos de producción disponibles. La Comisión de Geología y Minas ha establecido un límite del 75% en su sitio web.

Los costos son recuperados trimestralmente. Los costos no recuperados pueden ser arrastrados al siguiente trimestre hasta que se recuperen completamente sin limitación o hasta que el Contrato finalice. El saldo de la producción restante después de la recuperación de costos está disponible para la participación en los beneficios.

8.2.1.7 Costos No Recuperables

Conforme al PSC Anexo D Sección 3.3 los costos que no son recuperables bajo el Contrato incluyen los siguientes:

- Los costos incurridos antes de la fecha efectiva.

- Gastos de comercialización o transporte de petróleo más allá del punto de entrega. El punto de entrega se define como el punto FOB de la instalación en la que el petróleo crudo o el gas natural llega a la brida de entrada de la tubería de admisión del buque tanque de elevación o cualquier otro punto que pueda acordar el gobierno y el Contratista (PSC Artículo 1).
- Los costos de cualquier garantía de rendimiento suministrada, y
- Los costos de arbitraje o de determinación de un experto único en caso de controversias en virtud del Contrato.

8.2.1.8 Participación en las Ganancias a Distribuir (*Profit Oil*)

La producción que queda después de la recuperación de costos se divide entre el Estado y el Contratista a una escala negociable. Se entiende que el gobierno no aceptará menos del 50% de la producción restante después de la recuperación de costos recuperables. En las licencias concedidas en 2005 se especificó un piso del 50%. El mecanismo utilizado está basado en niveles de producción y participación estatal

8.2.1.9 Valoración de la Producción de Hidrocarburos

Para el reparto de la producción, el Artículo 13 del PSC establece que el petróleo crudo se valora como sigue:

- Si el 50% o más de las ventas totales del Contratista en un trimestre son ventas a terceros, éste es el precio promedio obtenido FOB en el punto de entrega.

- Si menos del 50% de las ventas del Contratista son independientes, se toma como referencia el precio medio de las ventas de terceros o el precio promedio de los crudos comparables vendidos en los mercados internacionales en el período.

Las disputas sobre valoración deben ser resueltas por un experto único o por arbitraje.

8.2.1.10 Impuesto Sobre la Renta

La tasa de Impuesto Sobre la Renta de acuerdo con el Artículo 10 de la Ley del Impuesto sobre Sociedades de 1970 es del 45% para las compañías telefónicas, del 40% para las empresas comerciales distintas de las telefónicas y del 35% para las empresas no comerciales. Una empresa comercial es una empresa que obtiene al menos el 75% de sus ingresos por el comercio de bienes no fabricados por ella.

Conforme al Artículo 14 del PSC, el Contratista está exento de cualquier impuesto sobre el ingreso neto. Las directrices emitidas en 1995 confirmaron que el gobierno no impondría el impuesto a la renta del petróleo sobre la base de que reciba una parte del petróleo con fines de lucro y que ésta se reconozca como si fuera un impuesto sobre los beneficios antes de impuestos.

8.2.1.11 Retención de Dividendos

Conforme con al Artículo 14 del PSC el Contratista está exento de retenciones sobre dividendos.

8.2.1.12 Aranceles

El Contratista deberá pagar los derechos de importación establecidos en la Ley del Arancel de Aduanas, con sujeción a las exenciones previstas en el PSC (Artículos 14 y 21). El Contrato modelo autoriza al Contratista a importar, libre de aranceles o de cualquier otro cargo, toda maquinaria,

equipo, vehículos, materiales, suministros y cualquier otro elemento consumible que no sean alimentos ni alcohol, siempre que un representante responsable del Contratista certifique su uso exclusivo en las operaciones petroleras.

8.2.1.13 Impuesto al Valor Agregado

En virtud de la Ley del Impuesto sobre el Valor Añadido y el Reglamento del Impuesto sobre el Valor Añadido, ambos de 18 de julio de 2005, se establece una tasa efectiva del IVA del 16%. Se entiende que los equipos y materiales utilizados en operaciones petroleras están exentos del pago de IVA así como las exportaciones (PSC Artículo 14).

8.2.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal

El régimen fiscal de Guyana se caracteriza por ser un hibrido entre un régimen de Regalías más impuestos y un régimen contractual. Los instrumentos fiscales utilizados son: Regalías, Mecanismo de Distribución de la renta basado en niveles de producción. El análisis de la interacción de estos mecanismos y como estos se alienen a los objetivos del estado requiere explicitar estos últimos:

- Maximizar el VAN del gobierno en el proyecto: Maximizar la participación en la renta generada por el proyecto, sin inviabilizaron.
- Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios y decremento de costos: que la participación del estado régimen fiscal a variaciones en la rentabilidad del proyecto
- Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.
- Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos de no capturar el ingreso potencial.

La tabla inferior detalla las interacciones de los instrumentos fiscales y los objetivos del estado.

Tabla 15. Guyana: Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera

Objetivos de Gobierno	Regalía	Mecanismo de distribución basado en niveles de Producción	Impuesto a las Utilidades
Maximizar El VAN del Gobierno	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos de disuadir la exploración.	Diferentes efectos en diferentes proyectos; Probable disuasión a proyectos de bajo rentabilidad y/o alto costo.	Relativamente neutral y progresivo. Vulnerabilidad a la sub capitalización
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios	Captura al alza en la rentabilidad, pero difiere en el tiempo el incremento en los ingresos fiscales.	Inconsistente: Genera comportamientos diferenciados en diferentes proyectos	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de disminuciones en los costos de producción	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	No Responde, generalmente regresivo	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.
Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Diferentes efectos en diferentes proyectos. Alto riesgo de distorsiones por parámetros mal calibrados. Si la Participación inicial del gobierno es alta disuade la inversión	Depende del diseño del parámetro. Distorsión potencial de la depreciación. Efectiva, siempre y cuando la tasa máxima no es demasiado alta.
Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos.	Cálculos relativamente simples, pero requiere medición y valoración de la producción.	Simple, pero requiere mediciones y valoración por nivel de producción	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria

Fuente: Canales Auty

A fin de facilitar una mejor apreciación de las características del régimen fiscal, la tabla inferior provee de un análisis de las interacciones de los elementos del régimen fiscal basada en colores y explicita tres objetivos adicionales:

1. Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana: Entrada de recurso desde el inicio de las actividades de producción
2. Proveer un Incentivo suficiente para la exploración: Incentivar las actividades de exploración
3. Participación estratégica del estado en el negocio: Tener una participación accionaria en el negocio.

Donde:

Positivo	Neutro	Negativo

Tabla 16. Objetivos Primarios del Gobierno, Trinidad y Tobago

Objetivos de Gobierno	Regalía	Mecanismo de Distribución basado Niveles de Producción	Impuesto a las Utilidades con tasa variable y DWT
Maximizar el VAN del Gobierno			
Progresividad en Precios			
Progresividad en Costos			
Neutralidad:			
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.			
Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana			
Proveer un Incentivo suficiente para la exploración			
Participación estratégica del estado en el negocio			

Fuente: Canales Auty

8.2.3 Tratamiento Especial por Yacimientos Transfronterizos

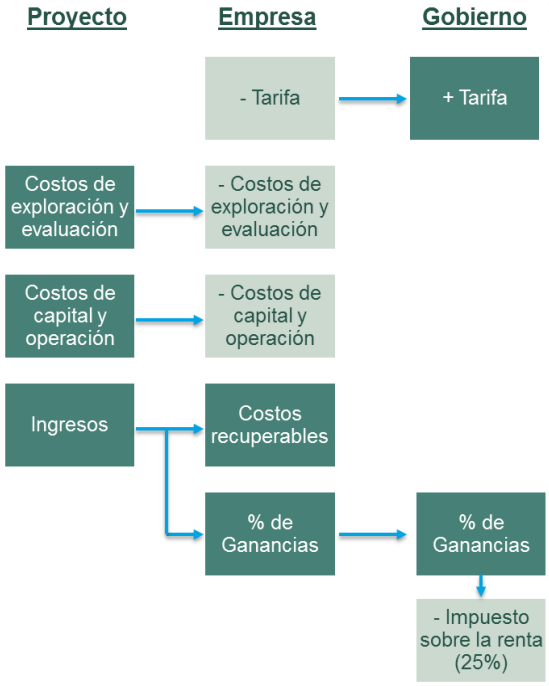
El 2015 Exxon Mobil anunció el hallazgo de un yacimiento de alta calidad en el bloque Stabroek, ubicado a unos 190 kilómetros de la costa de Guyana. El bloque Stabroek ocupa una extensión de 26.800 kilómetros cuadrados, se encuentra en la cuenca entre Guyana y Surinam que está reconocida por el Servicio Geológico de EE.UU. como la segunda mayor área del mundo con petróleo sin explorar. Sin embargo, el bloque Stabroek se encuentra en el Esequibo, región de disputa entre Venezuela y Guyana. Guyana y Venezuela no tienen un acuerdo sobre el tratamiento especial por yacimientos transfronterizos y existe una gran tensión entre los países. Guyana tampoco tiene un acuerdo con Surinam.

8.3 Uruguay

El régimen fiscal de Uruguay se basa en PSC. Los principales elementos del régimen fiscal son:

- No existen regalías, ni bonos de firma, ni bonos de producción.
- Costos recuperables tienen un límite del 60% petróleo, 80% gas.
- Participación en los beneficios de un porcentaje negociable de la producción.
- El Impuesto Sobre la Renta (25%) es pagado por el gobierno.
- ANCAP tendrá una participación accionaria entre el 20% y el 40% de cualquier desarrollo comercial. Al tomar su interés, ANCAP reembolsa su participación en los costos de exploración llevados a cabo. Bonos, Alquileres y Tarifas.

Gráfico 22: Representación Esquemática del Contrato de Producción Compartida (Uruguay)



Fuente: Canales Auty

8.3.1 Detalles de su Régimen Fiscal

8.3.1.1 Alquiler por Acceso a la Superficie del Área del Contrato

El PSC no contiene ninguna disposición para el pago de alquiler por acceso a la superficie.

8.3.1.2 Cuota de Formación

El PSC requiere al Contratista entrenar y capacitar al personal de ANCAP que las partes convengan (Artículo 6.2.30) y cada año tiene que poner a disposición de ANCAP la cantidad de USD $100,000 (cien mil) dólares netos, libres de gastos bancarios e impuestos para destinar a capacitación (Artículo 6.2.37).

8.3.1.3 Bonos de Firma

No hay ninguna disposición para el pago de bonificaciones a la firma del contrato.

8.3.1.4 Bono de Producción

No hay primas de producción pagaderas al inicio de la producción.

8.3.1.5 Regalías

No existen regalías.

8.3.1.6 Costos Recuperables

El PSC establece que el *Cost Oil* incluye los costos e inversiones incurridos en los períodos de exploración y explotación, aprobados por el Comité de Administración (Artículo 14.1) cuya vida útil sea menor a un año. La amortización del costo es de un año.

La cuota de la producción disponible para la recuperación del *Cost Oil* en un Trimestre es:

- Límite del costo recuperable es de 60% para el caso de Petróleo.
- Límite del costo recuperable es de 80% para el caso de Gas Natural.

La recuperación del *Cost Oil* comenzará a partir del trimestre de inicio de la producción y los costos de capital se deprecian en línea recta a lo largo de cinco años.

8.3.1.7 Costos No Recuperables

Conforme al PSC (Artículo 14.1.1.1) los costos que no son recuperables bajo el Contrato incluyen los siguientes:

- Gastos generales y *"overheads"* de la casa matriz o de subsidiarias que no estén directamente relacionados con la operación.
- Los salarios y gastos incurridos en trabajos o estudios realizados fuera de Uruguay aplicados a la operación en el Área del Contrato serán recuperables que no hayan sido no aprobado por el Comité de Administración.
- Los pagos por intereses sobre préstamos no serán reconocidos si su tasa supere el tope correspondiente a la tasa LIBOR más el 1.5%.
- Incrementos en costos que no hayan sido debidamente justificados y aprobados por el Comité de Administración.
- Costos e inversiones incurridos previamente a la firma del Contrato.

8.3.1.8 Participación en las Ganancias (*Proft Oil*)

Conforme con al Artículo 14.2 del PSC, el *Profit Oil* se refiere a la parte de la producción remanente luego de descontar a la producción del *Cost Oil*. Las Partes tendrán derecho a un porcentaje del *Profit Oil*, conforme al gráfico 22.

Gráfico 23: Participación en las Ganancias – Petróleo y Gas (Uruguay)

Factor R	Porcentaje para el Contratista del remanente de la Producción Real	Porcentaje para ANCAP del remanente de la Producción Real
≥ 0,0	%	%
≥ 1,0	%	%
≥1,5	%	%
≥ 2,0	%	%

Fuente: Canales Auty

La producción restante después de la recuperación de costos se divide entre ANCAP y el contratista en una escala móvil basada en el factor R y el tipo de producto como sigue:

- Utilidad a distribuir = ingresos – Costos de Producción

- Utilidad a distribuir = Participación de Contratista + participación ANCAP
- Ingreso = Costos Recuperables + Participación de Contratista + participación ANCAP

8.3.1.9 Valoración de la Producción

El PSC en su Artículo 14.2.4 establece que el valor del petróleo será fijado en Dólares en condiciones F.O.B. (Uruguay), de manera que refleje el valor real del mercado internacional para un petróleo de las características similares (la gravedad API, contenido de azufre, etc.) del que se produzca en los yacimientos en explotación en base de la publicación de *Platt´s Oilgram Price Report* u otra fuente reconocida por la industria petrolera y acordada por las partes.

El valor de gas natural estará fijado en Dólares por millón de BTU (US$/MMBTU) y será el resultado de realizar el promedio entre los siguientes conceptos:

- Valor del Gas según Henry Hub en US$/MMBTU.
- Valor del Gas según NBP *(National Balancing Point, UK)* en US$/MMBTU.
- El resultado de aplicar la siguiente fórmula: 0,1*P-3, siendo P el precio del crudo establecido.
- Indicador asociado al precio del Gas (de ser posible en la región), que una vez declarada la comercialidad, ANCAP y el Contratista acuerden.

8.3.1.10 Impuesto Sobre la Renta

El Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAE) es un tributo anual que grava la renta neta de fuente uruguaya derivadas de actividades económicas de cualquier naturaleza (Ley Nº 18.083). Se entiende por rentas de fuente uruguaya las provenientes de actividades desarrolladas, bienes situados o derechos utilizados económicamente en Uruguay.

El Impuesto Sobre la Renta del 25% se paga en nombre del Contratista por el Estado de su participación en los beneficios (Artículo 26 PSC).

8.3.1.11 "*Ring Fence"* para Producción Compartida y el Impuesto Sobre la Renta

El reparto de la producción y los costos de producción se calculan para cada área de exploración en específico y están sujetos a un "*Ring Fence"*, aunque los costos de exploración pueden recuperarse de cualquier campo (Ley Nº 18.083).

8.3.1.12 Aranceles

El PSC (Artículo 14.2.4) establece que el régimen de entrada y salida del país y en particular de admisión temporaria o importación de equipos, maquinarias, materiales y útiles necesarios para las operaciones petroleras contratadas, será el dispuesto por Decreto del Poder Ejecutivo Nº 366/74 y sus modificativos.

8.3.1.13 Arrastre de Pérdidas Fiscales

Las pérdidas generadas en un ejercicio pueden ser deducidas, ajustadas por inflación (de acuerdo a la variación del Índice de Precios al Productor de Productos Nacionales), de las utilidades generadas en los siguientes cinco ejercicios. Este plazo es aplicable a las pérdidas generadas en ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de julio de 2007; para las generadas con anterioridad, el plazo es de tres años. No se admite que las pérdidas generadas en un ejercicio puedan ser deducidas de utilidades generadas en ejercicios anteriores (Ley Nº 18.083).

8.3.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal

El régimen fiscal de Uruguay se caracteriza por ser un hibrido entre un régimen de Regalías más impuestos y un régimen contractual. Los instrumentos fiscales utilizados por Uruguay son, Mecanismo de Distribución de la renta basado factor R, Impuestos a las Utilidades. El análisis de la interacción de estos mecanismos y como estos se alienen a los objetivos del estado requiere explicitar estos últimos:

- Maximizar el VAN del gobierno en el proyecto: Maximizar la participación en la renta generada por el proyecto, sin inviabilizaron.
- Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios y decremento de costos: que la participación del estado régimen fiscal a variaciones en la rentabilidad del proyecto
- Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.
- Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos de no capturar el ingreso potencial.

La tabla inferior detalla las interacciones de los instrumentos fiscales y los objetivos del estado.

Tabla 17. Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera bajo un esquema Contractual

Objetivos de Gobierno	Facto R	Impuesto a las Utilidades
Maximizar El VAN del Gobierno	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos.	Relativamente neutral y progresivo. Vulnerabilidad a la sub capitalización
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios	Captura al alza en la rentabilidad, incremento los ingresos fiscales de forma inmediata Difieren en el tiempo la reducción la participación estatal en escenarios de precios bajos.	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de disminuciones en los costos de producción	Captura al alza en la rentabilidad, e incremento los ingresos fiscales de forma inmediata	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.
Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Depende del diseño del parámetro. Distorsión potencial de la depreciación Efectiva, siempre y cuando la tasa máxima no es demasiado alta.
Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos.	Cálculos relativamente simples, pero requiere auditorias de costos continuas y transparentes	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria

Fuente: Canales Auty

A fin de facilitar una mejor apreciación de las características del régimen fiscal, la tabla inferior provee de un análisis de las interacciones de los elementos del régimen fiscal basada en colores y explicita tres objetivos adicionales:

1. Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana: Entrada de recurso desde el inicio de las actividades de producción
2. Proveer un Incentivo suficiente para la exploración: Incentivar las actividades de exploración
3. Participación estratégica del estado en el negocio: Tener una participación accionaria en el negocio.

Donde:

Positivo	Neutro	Negativo

Tabla 18. Objetivos Primarios del Gobierno, Trinidad y Tobago

Objetivos de Gobierno	Factor R	Impuesto a las Utilidades
Maximizar El VAN del Gobierno		
Progresividad en precios		
Progresividad en Costos		
Neutralidad:		
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.		
Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana		
Proveer un Incentivo suficiente para la exploración		
Participación estratégica del estado en el negocio		

8.3.2.1 Tratamiento Especial por Yacimientos Transfronterizos

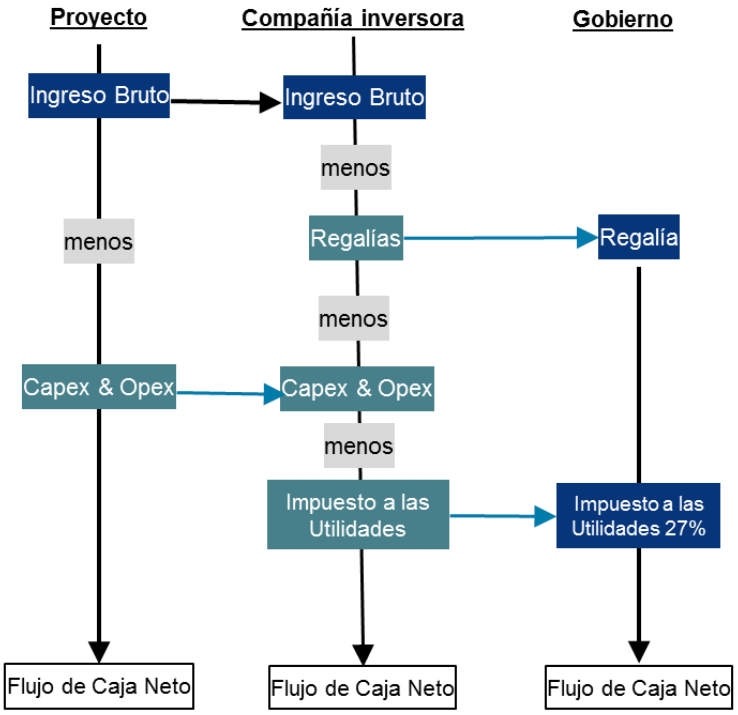
El modelo de PSC de Uruguay establece que cuando un descubrimiento comercial se extienda fuera del Área del Contrato, las partes afectadas deberán proceder a la unificación de la explotación del mismo. Si ese descubrimiento se extendiera a países limítrofes, dicho convenio de unificación tomará en cuenta los tratados al respecto con dichos países. A tales efectos, la negociación internacional para un Acuerdo de Explotación Unificada la realizará ANCAP (Artículo 9.4), sin embargo, Uruguay no tiene acuerdos especificas firmados sobre el tratamiento especial por yacimientos transfronterizos.

8.4 Noruega

En el Sistema de Concesiones Noruego, basado en el pago de regalías e impuestos al Estado, las empresas petroleras adquieren Licencias de Producción de hidrocarburos en un área geográfica específica. El sistema noruego obliga a las empresas a solicitar permisos y licencias estatales en cada fase de sus actividades, desde la exploración de una zona hasta el desmantelamiento de un campo petrolero. La legislación y las regulaciones internas del país, en particular la Ley del

Impuesto Sobre el Petróleo de 1975, definen la competencia de los organismos públicos sobre la actividad de las beneficiadas y sobre el régimen fiscal al que éstas están sujetas.

Gráfico 24: Representación Esquemática del Régimen Fiscal (Noruega)



Fuente: Canales Auty

8.4.1 Detalles de su Régimen Fiscal

8.4.1.1 Alquiler por Acceso a la Superficie del Área del Contrato

Durante el período inicial de una Licencia de Producción, no hay ningún requisito para un pago de alquiler anual (Ley de Petróleo, Secciones 39-42). Si la Licencia se prorroga más allá del período inicial, se pagan por adelantado pagos anuales de alquiler que oscilan según la antigüedad en un rango de 3 mi a 15 mil US$/Km2.

8.4.1.2 Cuota de Formación

A pesar de que no hay ninguna previsión para pagar honorarios de formación, el Contratista podrá estar obligado a ofrecer formación al personal de las autoridades noruegas y en instituciones educativas noruegas, y prácticas de capacitación laboral en sus oficinas, plantas e instalaciones (Ley de Petróleo, Sección 10.11 y el Reglamento del Petróleo, Sección 84).

8.4.1.3 Bonos de Firma y Descubrimiento

La Sección 4.10 de la Ley de Petróleo establece la posibilidad de que se imponga un bono de firma como condición para la concesión de una licencia.

8.4.1.4 Bono de Producción

La Ley de Petróleo contiene una disposición que establece la posibilidad de que se imponga una bonificación de producción como condición para la concesión de una licencia (Sección 4.10). El bono de producción puede ser pagado total o parcialmente en forma de petróleo producido.

8.4.1.5 Regalías

No se pagan regalías por la producción de petróleo de campos en los que el Plan de Desarrollo haya sido aprobado después del 1 de enero de 1986. A partir del 1 de enero de 1992, el tipo de regalías sobre la producción de gas ha sido del 0% (Ley de Petróleo de 1996 sección 4.10).

8.4.1.6 Impuesto Sobre la Renta

La tasa combinada del Impuesto Sobre la Renta desde 1992 es del 28%. La base imponible está compuesta por los ingresos menos depreciación y gastos permisibles. La tasa del impuesto es determinada anualmente por el Parlamento y es anunciado en una resolución del Ministro de Hacienda en noviembre de cada año.

Todas las empresas que operan en el sector del petróleo son responsables de los impuestos sobre la renta sobre sus ingresos anuales totales. La Ley de Tributación del Petróleo de 1975 detalla la aplicación de impuestos a las actividades del sector. No hay un *"Ring Fence"* entre las licencias, la renta imponible se consolida a nivel de la empresa (Sección 1.3.c). Sin embargo, existe un *"Ring Fence"* a nivel de la renta imponible de la empresa, derivada de las actividades petroleras respecto a la renta imponible generada por otras actividades tales como actividades industriales o resultados de inversiones fuera de Noruega.

En términos de la Ley de la Tributación del Petróleo, el Impuesto Sobre la Renta es pagadero con respecto a los ingresos de las actividades de upstream del contribuyente después de las deducciones. Estas deducciones incluyen las pérdidas asociadas a operaciones distintas de las operaciones de upstream.

8.4.1.7 Valoración de la Producción

Los precios que se utilizan para determinar el ingreso imponible son los establecidos en el Decreto Real del 17 de diciembre de 1976. El precio de referencia se define como el precio al que el petróleo podría haberse vendido a un comprador independiente en el mercado, asumiendo que este comprador no tiene ningún interés en común con el productor que pueda haber influido en el precio de venta negativamente. Se toman en cuenta los precios cotizados para el petróleo del mismo tipo, con ajustes de calidad, costos de transporte y similares a la zona del Mar del Norte, con plazos de pago, plazos de entrega, etc. (Ley de la Tributación del Petróleo Secciones 3.1, 4 y 5).

8.4.1.8 Impuesto a las Utilidades Adicionales

El Impuesto a las Utilidades Adicionales (SPT) se aplica a la misma base imponible del impuesto sobre la renta de las corporaciones resultado de los ingresos generados por las actividades de Upstream. La tasa del impuesto es del 50%. La tasa de SPT se determina anualmente por el Parlamento en una resolución del Ministro de Hacienda en noviembre del año anterior al de su aplicación.

Las deducciones permitidas por la Ley de Tributación del Petróleo permiten la aplicación de un *"Uplift*" a la inversión de capital y a los costos de desarrollo del campo, excluyendo los costos de

exploración (Ley de la Tributación del Petróleo Sección 1.5). Para el SPT el *"Ring Fence"* se aplica a las actividades de upstream con los mismos criterios que los aplicados al impuesto sobre la renta.

8.4.1.9 Retención de Dividendos

El Impuesto de Retención Sobre los Dividendos pagados en el extranjero por las empresas petroleras a las sociedades no residentes (matriz) fue suprimido por las modificaciones de 1992 de la Ley del Impuesto sobre el Petróleo, con efectos a partir del 1 de enero de 1993.

8.4.1.10 Aranceles de Importación

La importación de instalaciones y equipos destinados a ser utilizados en la plataforma continental, es decir, fuera de las aguas territoriales noruegas, está exenta de aranceles aduaneros. Si las mercancías importadas llegan a ser utilizadas dentro de las aguas territoriales noruegas o en tierra, son aplicables los aranceles de importación correspondientes. Los derechos de importación en general tienen una tasa efectiva del 10% al 20%.

8.4.1.11 Impuesto al Valor Agregado

No se cobra ni se debe pagar Impuesto al Valor Agregado (IVA) por el suministro de bienes o servicios a las actividades de exploración y producción de petróleo en las zonas marítimas fuera de las aguas territoriales noruegas (Ley del IVA, 1969). Esta exención no se aplica a las mercancías destinadas a ser utilizadas en Noruega o vendidas a tripulantes. Todos los bienes y servicios deben ser suministrados de acuerdo con una orden de compra aprobada. La tasa efectiva del IVA es del 25%.

8.4.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal

El régimen fiscal de Noruega se caracteriza por ser un hibrido entre un régimen de Regalías más impuestos y un régimen contractual. Los instrumentos fiscales contemplados por la legislación son; Bonos, Regalías, Impuesto a las Utilidades y Impuesto a las Utilidades Extraordinarias. Sin embargo, los efectivamente utilizados son Impuesto a la Utilidad y Impuesto a la Utilidad Extraordinaria. El análisis de la interacción de los mecanismos efectivamente utilizados y como estos se alinean a los objetivos del estado requiere explicitar estos últimos:

- Maximizar el VAN del gobierno en el proyecto: Maximizar la participación en la renta generada por el proyecto, sin inviabilizaron.
- Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios y decremento de costos: que la participación del estado régimen fiscal a variaciones en la rentabilidad del proyecto
- Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.
- Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos de no capturar el ingreso potencial.

La tabla inferior detalla las interacciones de los instrumentos fiscales y los objetivos del estado.

Tabla 19. Noruega: Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera

Objetivos de Gobierno	Impuesto a las Utilidades (CIT)	Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT)	Participación Estatal (PETORO)
Maximizar El VAN del Gobierno	Relativamente neutral y progresivo. Vulnerabilidad a la sub capitalización	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos.	Maximizarían los ingresos esperados por el gobierno a cambio de asumir una proporción igual de riesgo.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	Captura al alza en la rentabilidad, pero difiere en el tiempo el incremento en los ingresos fiscales. Reduce la carga tributaria en escenarios de precios bajos. Reduce automáticamente la carga de los proyectos de alto costo	La Participación que no reconoce los costos es regresiva La participación en el proyecto que reconoce los costos es progresiva
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de disminuciones en los costos de producción	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	La participación del estado solo se incrementa si el proyectos que superan el umbral de rendimiento normal	Participación accionaria sin reconocimiento de costos es regresiva. Participación accionaria con reconocimientos de costos es Progresiva.
Neutralidad: evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Depende del diseño del parámetro. Distorsión potencial de la depreciación	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Participación accionaria sin reconocimiento de costos desalienta la inversión en exploración. Percibida negativamente por los inversores, a menos que sea en condiciones de igualdad de responsabilidades de aporte de capital
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria	Relativamente simple. Se utiliza los mismos datos que se requieren para el impuesto a las Utilidades de las empresas. Requiere cálculos adicionales simples.	Complejo y puede generar escenarios continuos de renegociación fiscal

Fuente: Canales Auty

A fin de facilitar una mejor apreciación de las características del régimen fiscal, la tabla inferior provee de un análisis de las interacciones de los elementos del régimen fiscal basada en colores y explicita tres objetivos adicionales:

1. Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana: Entrada de recurso desde el inicio de las actividades de producción
2. Proveer un Incentivo suficiente para la exploración: Incentivar las actividades de exploración
3. Participación estratégica del estado en el negocio: Tener una participación accionaria en el negocio.

Donde:

Positivo	Neutro	Negativo

Tabla 20. Objetivos Primarios del Gobierno, Noruega

Objetivos de Gobierno	Impuesto a las Utilidades (CIT)	Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT)	Participación Estatal (PETORO)
Maximizar el VAN del Gobierno			
Progresividad en Precios			
Progresividad en Costos			
Neutralidad:			
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.			
Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana			
Proveer un Incentivo suficiente para la exploración			
Participación estratégica del estado en el negocio			

Fuente: Canales Auty

8.4.2.1 Tratamiento Especial por Yacimientos Transfronterizos

Noruega es uno de los líderes en el mundo y tiene acuerdos firmados con Rusia (2010), Islandia (2008) y el Reino Unido (2006).

9 Modelo Upstream de Simulación de Regímenes Fiscales

Un análisis fiscal requiere la construcción de un modelo fiscal que permita evaluar las interrelaciones de los diferentes elementos que componen un régimen fiscal y los objetivos del estado y del inversionista por un sistema flexible, neutral y estable. El modelo desarrollado por Canales Auty tiene un enfoque modular, utilizar un conjunto estándar de herramientas analíticas estandarizadas, un elevado grado de flexibilidad para poder manejar una gran diversidad de regímenes fiscales y que permite la comparación de regímenes fiscales.

La metodología del modelo permite una comparación de los diferentes regímenes fiscales con varios campos teoréticas. El proceso aplicado es lo siguiente:

1. Elaborar los modelos fiscales para escenarios Onshore y offshore y que tengan costos y opciones de desarrollo relevantes para el país analizado; Ejemplo, Noruega solo tiene desarrollos Offshore.

2. Modelación de los regímenes fiscales país por país y en algunos casos como el de Trinidad y Tobago por tipo de contrato.

3. Posteriormente se evaluar los resultados de los regímenes fiscales.

4. Se procede a desarrollar opciones de propuesta para un régimen fiscal para la Republica Dominicana.

5. Se evaluar los resultados de cada opción de régimen fiscal para la Republica Dominicana.

6. Se lo compara con los resultados de los otros países previamente seleccionado y modelados.

7. Y de busca que los parámetros de las opciones de régimen fiscal, reflejen los objetivos de fiscales de la Republica Dominicana.

8. Si es necesario ser realizan ajustes a los parámetros fiscales de las opciones analizadas para Republica Dominicana.

9. Posteriormente Se evalúa los resultados de cada opción de régimen fiscal para la Republica Dominicana.

10. Finalmente se presentan los resultados en formato de recomendaciones.

A continuación, detallamos la estructura del modelo, los criterios de evaluación del modelo y los supuestos utilizados.

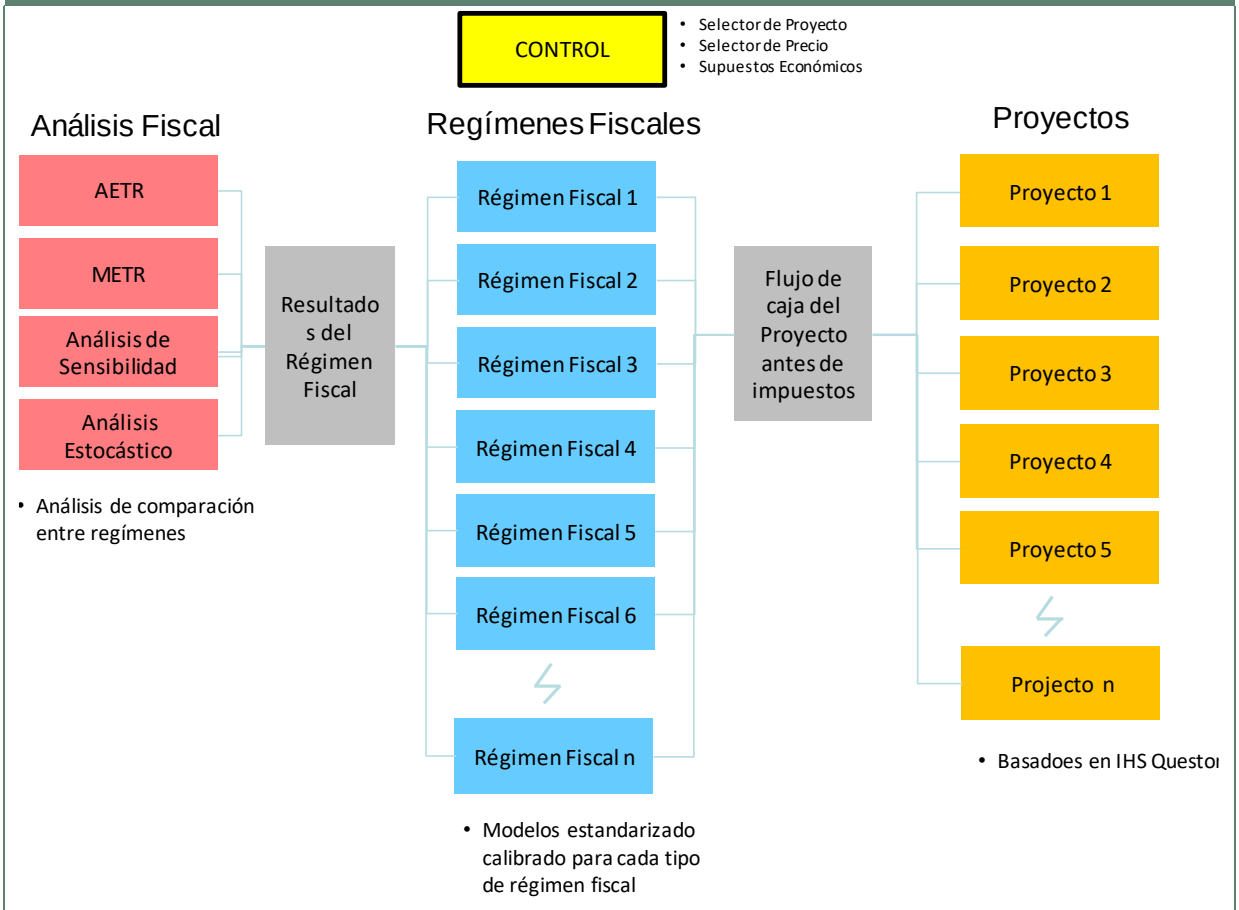
9.1 Estructura del Modelo

La estructura del modelo es lineal, producción, régimen fiscal y análisis e indexación de resultados fiscales. El modelo está estructurado en tres módulos:

1) **Módulo de Proyectos:** Contiene la librería de perfiles de producción

2) **Módulo de Regímenes Fiscales:** Contiene la librería de regímenes fiscales basado en una plantilla estándar
3) **Módulo de Análisis fiscal:** Calcula AETR, METR y realiza los análisis de sensibilidad.

Gráfico 25: Estructura del Modelo



Fuente: Elaboración Propia

9.2 Criterios de Evaluación

Las tablas inferiores exponen los criterios de evaluación que genera el modelo como estos se alienan con los objetivos gubernamentales.

Objetivos del Gobierno	Indicador
Maximizar los ingresos del Gobierno	**Tasa Impositiva Efectiva Promedio AETR** = Es la participación del gobierno en VAN del proyecto antes de Impuestos $AETR = \frac{VAN\ Ingresos\ del\ Gobierno}{VAN\ Flujo\ de\ caja\ del\ Proyecto\ antes\ de\ Impuestos}$
Progresividad frente a variaciones	**Participación en los Beneficios Totales (PBT)** = Participación del Gobierno en el VAN como proporción del

de Precio	VAN del flujo de caja Positivo, excluyendo inversiones): Sensible al precio $\text{PBT} = \frac{Ingresos\ del\ Gobierno}{Ingresos\ del\ Proyecto\ -Costos\ del\ Proyecto}$ Ambos ingresos y costos del proyecto son antes de Impuestos
Progresividad ante variaciones de costos	**Participación en los Beneficios Totales**: Sensible al Costo $\text{Participación en los Beneficios Totales} = \frac{Ingresos\ del\ Gobierno}{Ingresos - Costos}$
Neutralidad impositiva evitando las Distorsiones en las decisiones de inversión	**Tasa Impositiva Marginal Efectiva** (METR) Participación del gobierno en la utilidad neta antes de impuestos de un Proyecto que es marginalmente viable. $METR = \frac{TIR\ antes\ de\ impuestos - TIR\ despues\ de\ Impuestos}{TIR\ antes\ de\ Impuestos}$ Donde $TIR_{despues\ de\ Impuestos} = Tasa\ Minima\ Requerida$ **Precio de Equilibrio (Breakeven commodity price)** precio mínimo requerido para que el Proyecto tenga un VAN>0 para el inversionista
Incentivos adecuados para la inversión	Sensibilidad del VAN del Proyecto ante variaciones de precios y costos Tasa interna de Retorno (TIR) después de Impuestos Años hasta que se alcance el reembolso de la inversión

Fuente: Canales Auty

9.3 Supuestos Utilizados para la Modelación de los Regímenes Fiscales

9.3.1 Escenarios de Producción

Los perfiles de Producción utilizados incluyen las fases de exploración y explotación. Estos escenarios de desarrollo incluyen un número de fallas en la fase exploratoria y un desarrollo en fase de producción que optimiza el van esperado del proyecto. La inversión esta modelada usando una base de datos IHS Questor de costos de referencia de la industria en locaciones geográficamente cercanas al país de análisis y/o con tecnologías de desarrollo que se consideran relevantes. Los perfiles de desarrollados son los siguientes:

Tabla 21. Escenario de Producción de Petróleo

Petróleo Onshore									
Escenario	Continente	País	Cuenca	Concepto de Desarrollo	Onshore Offshore	Profundidad mts	Tipo Petróleo/Gas	Unidad	Tamaño
49	América Latina	Colombia	Colombia Promedio	Wellpad group to main production facility	Onshore	0	Petróleo	MM Bbl	100
50	América Latina	Colombia	Colombia Promedio	Wellpad group to main production facility	Onshore	0	Petróleo	MM Bbl	300
51	América Latina	Colombia	Colombia Promedio	Wellpad group to main production facility	Onshore	0	Petróleo	MM Bbl	500
Onshore									
Escenario	Continente	País	Cuenca	Concepto de Desarrollo	Onshore/ Offshore	Profundidad mts	Tipo Petróleo/Gas	Unidad	Tamaño
68	América Latina	Haiti	Haiti Promedio	Tension Leg Platform (TLP)	Offshore	1650	Petróleo	MM Bbl	100
69	América Latina	Haiti	Haiti Promedio	Spar buoy + Subsea tie-back	Offshore	1650	Petróleo	MM Bbl	300
70	América Latina	Haiti	Haiti Promedio	Spar buoy + Subsea tie-back	Offshore	1650	Petróleo	MM Bbl	500

Fuente: Canales Auty

Tabla 22. Escenario de Producción de Gas

Gas Onshore									
Escenario	Continente	País	Cuenca	Concepto de Desarrollo	tipo	Profundidad mts	Tipo Petróleo/ Gas	Unidad	Tamaño
4	América Latina	Bolivia	Chaco	Wellpad group to main production facility	Onshore	0	Gas	TCF	0.25
26	América Latina	Bolivia	Chaco	Multiple wellpad groups to main production facility	Onshore	0	Gas	TCF	1.00
27	América Latina	Bolivia	Chaco	Wellpad group to main production facility	Onshore	0	Gas	TCF	3.00
Gas Offshore / alternativo									
Escenario	Continente	País	Cuenca	Concepto de Desarrollo	tipo	Profundidad mts	Tipo Petróleo/ Gas	Unidad	Tamaño
101	América Latina	México	Sureste	Production platform	Offshore	60.7	Gas	TCF	0.37
120	Europa	Noruega	Noruega	Semi-submersible + Subsea tie-back	Offshore	286	Gas	TCF	1.48
121	Europa	Noruega	Noruega	Semi-submersible + Subsea tie-back	Offshore	179	Gas	TCF	3.00

Fuente: Canales Auty

9.3.2 Regímenes Fiscales Modelados

Los países analizados son Guyana, Trinidad y Tobago, Noruega y Uruguay. Se introdujo solo

como referencia los regímenes fiscales de Argentina Australia y Brasil.[11] Adicionalmente, se modelo tres propuestas de régimen fiscal para la Republica Dominicana. La tabla inferior describe sus principales elementos.

Tabla 23. Regímenes Fiscales Modelados

País	Año	tipo	Régimen Fiscal	Mecanismo de Distribución de la Renta
Argentina	2005	Onshore	Regalías + Impuestos	Impuesto a las Exportaciones
Australia	Propuesta 2010	Onshore / Offshore	Regalías + Impuestos	Impuesto a la Renta de los Recursos (RRT)
Australia	2014	Onshore / Offshore	Regalías + Impuestos	Impuesto a la Renta de los Recursos (RRT)
Brasil	1998	Offshore	Regalías + Impuestos	Escala Móvil basada en Niveles de Prod y utilidad
Guyana	2006	Onshore/Offshore	Contrato de Producción Compartida	Escala Móvil basada en Niveles de Prod.
Noruega	1986	Offshore	Regalías + Impuestos	Impuesto a la Renta de los Recursos (RRT)
Trinidad y Tobago	2006	Offshore	Contrato de Producción Compartida	Escala Móvil basada en Niveles de Prod.
Trinidad y Tobago	2012	Offshore	Contrato de Producción Compartida	Escala Móvil basada en Niveles de Prod Precios
Uruguay	2014	Offshore	Contrato de Producción Compartida	Factor R
Uruguay	2014	Onshore	Contrato de Producción Compartida	Participación Estatal
República Dominicana	Propuesta	Onshore / Offshore	Contrato de Producción Compartida	Factor R
República Dominicana	Propuesta	Onshore / Offshore	Contrato de Producción Compartida	Escala Móvil basada en TIR
República Dominicana	Propuesta	Onshore / Offshore	Regalías + Impuestos	Impuesto a la Renta de los Recursos (RRT)

Fuente: Canales Auty

9.3.3 Supuestos Económicos

Los principales supuesto económicos y financieros se escriben en la tabla inferior.

[11] Argentina, Australia y Brazil no serán analizados en profundidad.

Tabla 24. Supuestos Económicos

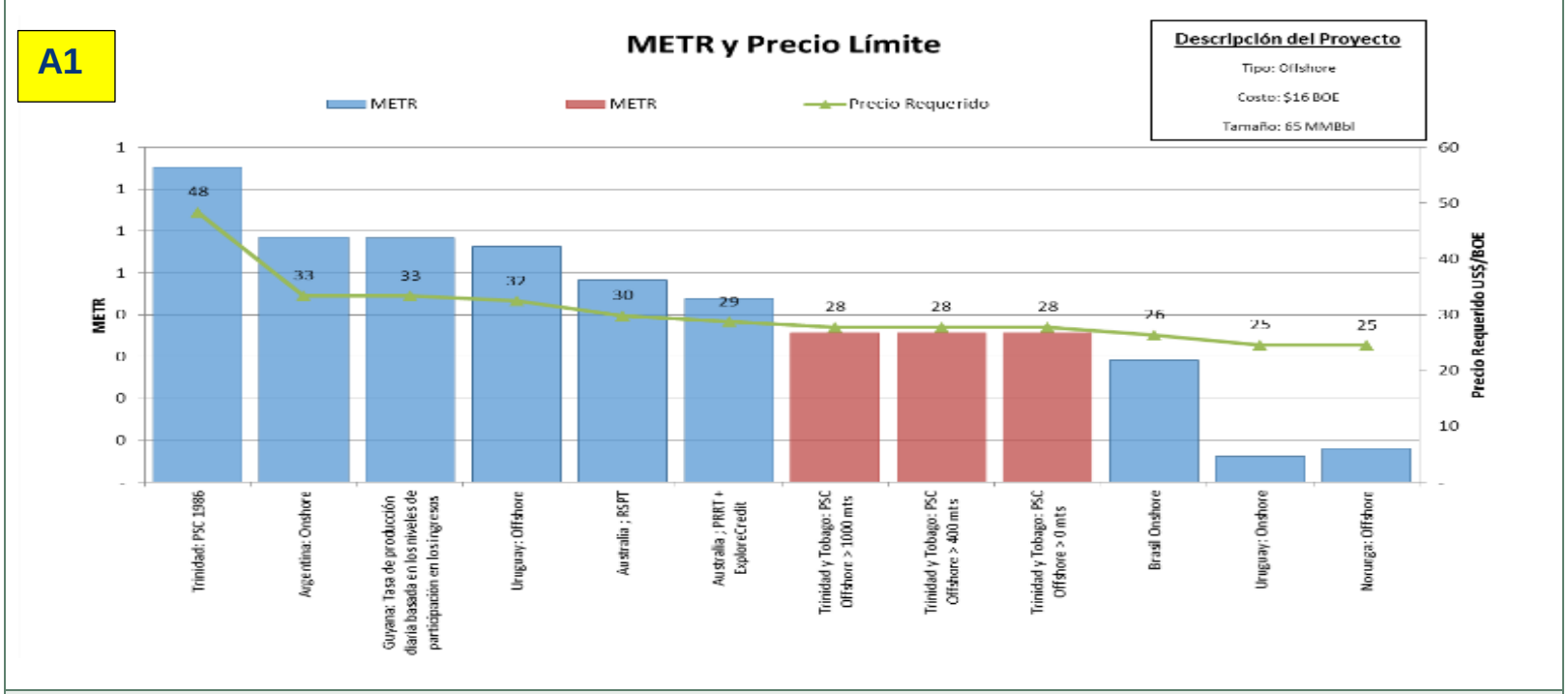
Precio de Petróleo		
Precio base del Petróleo	$Bbl	**60**
Precio del Gas		
Precio Base el gas en términos constantes	$MMBtu	**10.0**
Coeficiente de ajuste de precio Petróleo a Gas	$MMBtu/ $BBl	**0.14**
Barril de Petróleo Equivalente	MMBtu /Bbl	**5.80**
Contenido de Gas Calórico	Btu/scf	**1,026**
Supuestos del Mercado Interno		
Aplicar participación en el mercado interno?		**Si**
Participación en el mercado nacional de petróleo	%	**18.0%**
Crecimiento del mercado nacional de petróleo	%	**3.0%**
Participación en el mercado nacional de Gas Natural	%	**19.0%**
Crecimiento del mercado nacional de Gas Natural	%	**3.0%**
Supuestos Económicos		
Inflación	%	**2.0%**
Tasa de interés Real, LIBOR	%	**2.5%**
Tasa de descuento del AETR	%	**10.0%**
Tasa de descuento para Beneficios Totales	%	**10.0%**
Tasa de descuento del METR	%	**10.0%**
Supuestos Financieros para el Contratista		
Financiamiento del Costo de Exploración	% deuda	**0.0%**
Financiamiento del costo de desarrollo	% deuda	**66.0%**
Anos de pago	Anos	**10.0**
Periodo de gracia	Anos	**-**
Tasa de interés ajustada + LIBOR	%	**1.00%**
Interés Pagado o Capitalizado?	switch	**capitalizado**

9.3.4 Presentación de Resultados

El modelo presenta los resultados en 4 cuadrantes los cuales permiten una rápida evaluación de la neutralidad, progresividad, flexibilidad del régimen y si el gobierno está maximizando su participación en la renta petrolera.

- A1 - METR y precio de Equilibrio
    - Desde la perspectiva de un régimen fiscal, un precio limite alto en comparación con otros regímenes fiscales, muestra el grado de distorsión introducida por el régimen fiscal.
    - El hecho de que se puedo comprar con otras opciones fiscales permite determinar el nivel de neutralidad de un régimen fiscal versus otras alternativas.

Gráfico 26: Resultados del Modelo METR

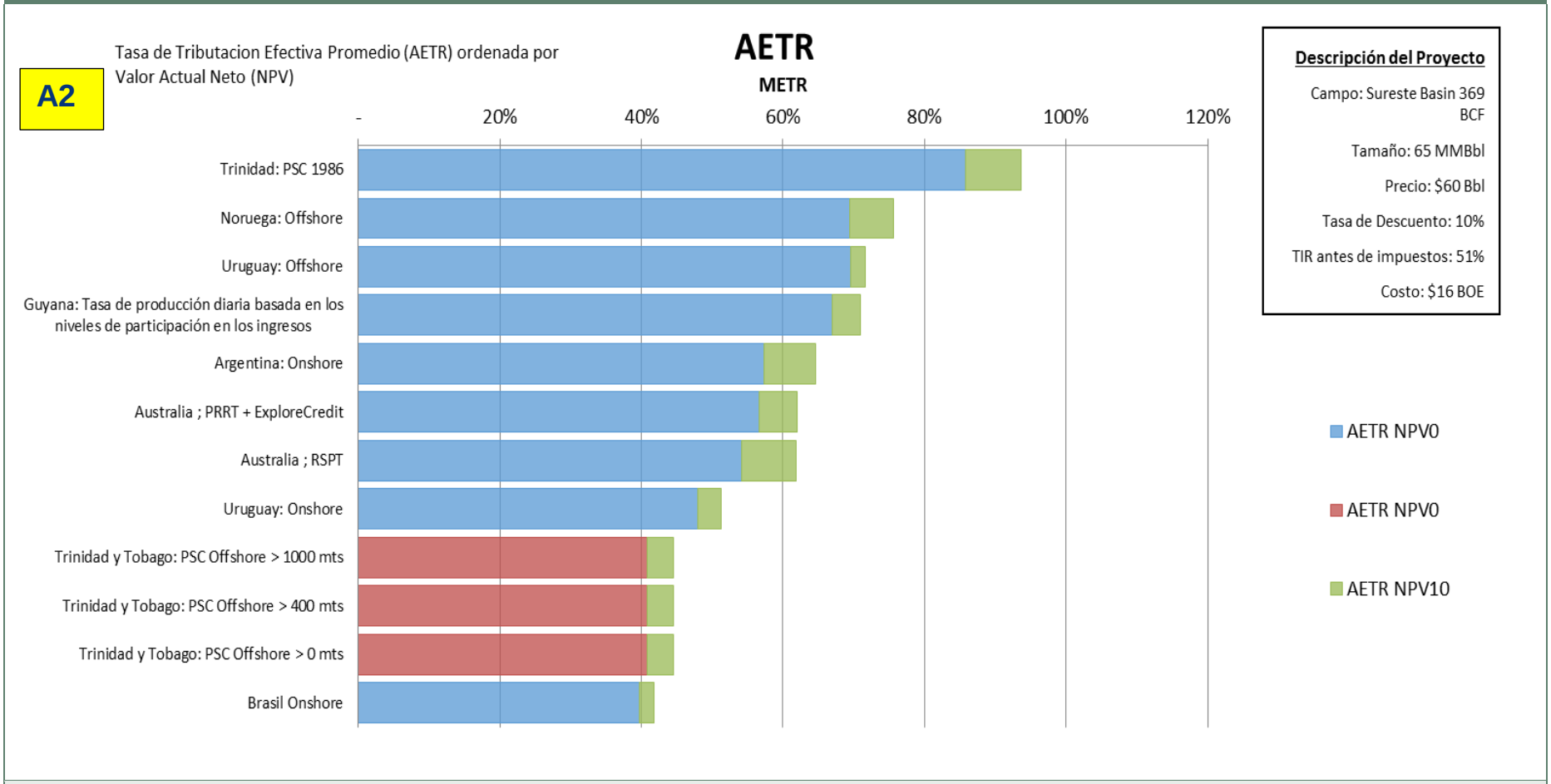


Fuente: Canales Auty

CANALESAUTY.COM
BOLIVIA·MÉXICO·PERÚ
T. (5255) 55116118
AV. PASEO DE LA REFORMA 250 B-8
CAPITAL REFORMA CUAUHTÉMOC 06600 CIUDAD DE MÉXICO

- A2 - Average Effective Tax Rate (AETR)
  - El *Average Effective Tax Rate* (AETR) mide el grado de participación del VAN del estado sobre el VAN del proyecto, desde un punto de vista fiscal, se busca no inviabilizar el proyecto.
  - Un AETR>90% inviabilizan las inversiones y por el contrario AETR muy bajo no maximizan la participación del VAN del estado.

Gráfico 27: Resultados del Modelo AETR

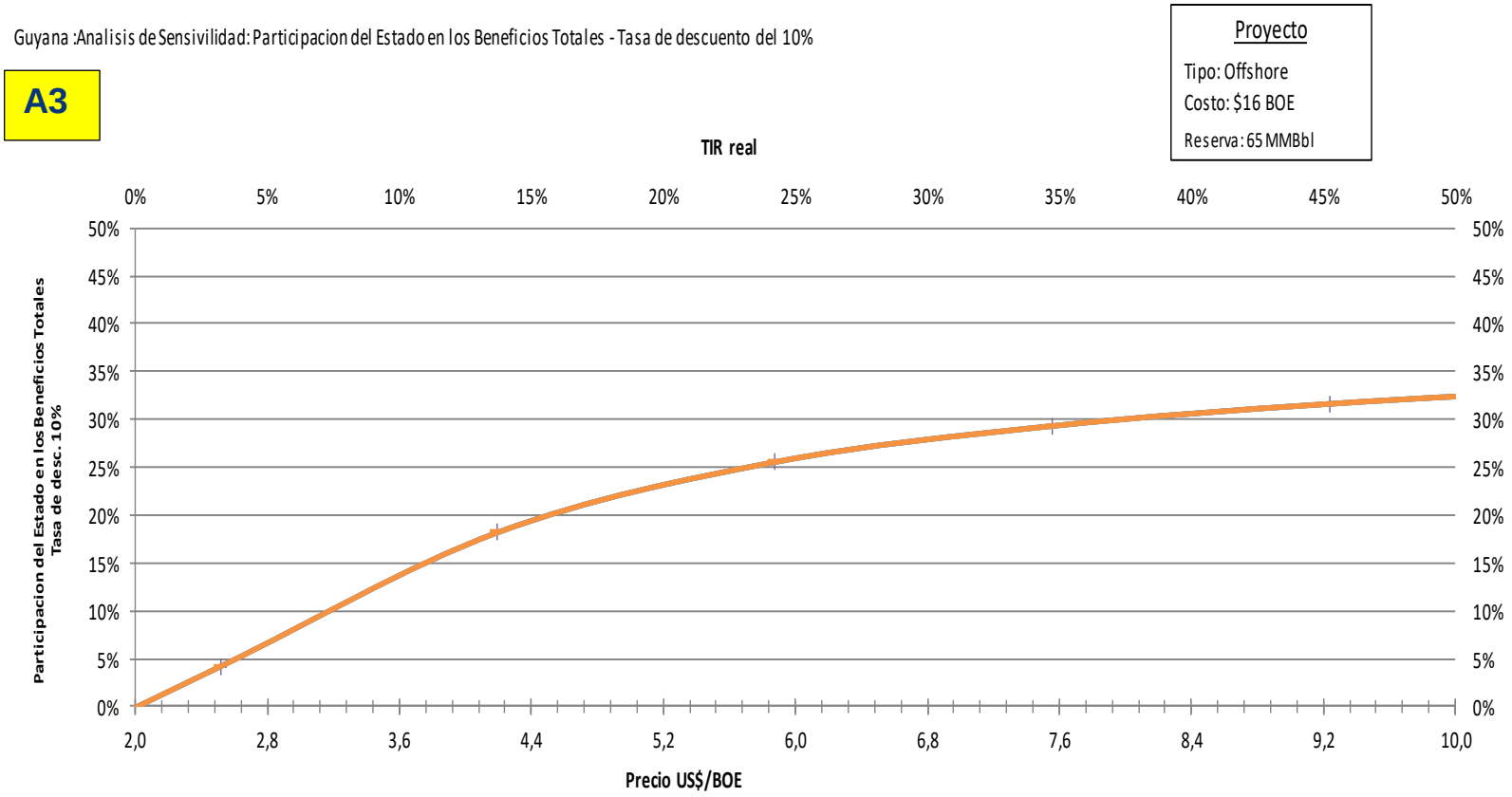


Fuente: Canales Auty

CANALESAUTY.COM
BOLIVIA·MÉXICO·PERÚ
T. (5255) 55116118
AV. PASEO DE LA REFORMA 250 B-8
CAPITAL REFORMA CUAUHTÉMOC 06600 CIUDAD DE MÉXICO

- A3 - Progresividad Precios y TIR
  - La progresividad ante variaciones de precio significa que un régimen fiscal reacciona rápidamente ante incrementos de precio y estos se ven reflejados una mayor participación del estado en los beneficios totales del proyecto.
  - Una pendiente "Positiva" de la curva muestra que el régimen es progresivo y eso es positivo.
  - Una pendiente negativa por el contrario mostraría que el régimen es regresivo y que incrementos en los precios no incrementarían la participación del estado sin que todo lo contrario esta descendería, permitiendo a la empresa capturar una mayor participación en la renta petrolera.

Gráfico 28: Resultados del Modelo Sensibilidad de Precio

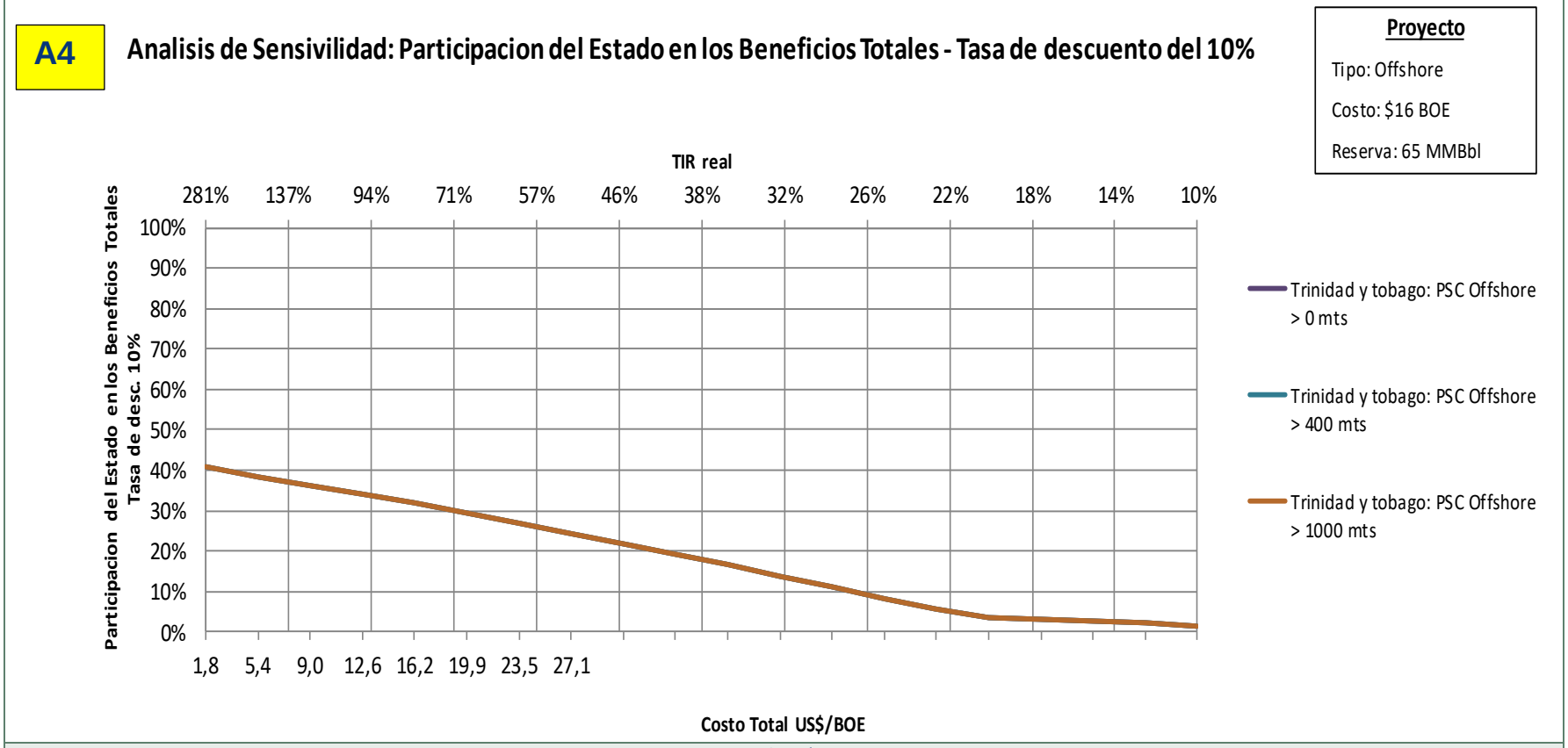


Fuente: Canales Auty

CANALESAUTY.COM
BOLIVIA·MÉXICO·PERÚ
T. (5255) 55116118
AV. PASEO DE LA REFORMA 250 B-8
CAPITAL REFORMA CUAUHTÉMOC 06600 CIUDAD DE MÉXICO

- A4 - Progresividad Costos y TIR
  - La progresividad ante variaciones costos significa que un régimen fiscal reacciona rápidamente ante incrementos de rentabilidad resultantes de menores costos de extracción. Si la línea tiene:
  - una pendiente “Negativa” es favorable dado que significa que el incremento de los costos de producción en el eje horizontal se verá reflejado por una menor participación de estado en los beneficios totales del proyecto.
  - una pendiente positiva mostraría un régimen fiscal inflexible que no permite disminuir la participación de estado conforme la rentabilidad del proyecto se deteriora

Gráfico 29: Resultados del Modelo Sensibilidad de Costo



Fuente: Canales Auty

CANALESAUTY.COM
BOLIVIA·MÉXICO·PERÚ
T. (5255) 55116118
AV. PASEO DE LA REFORMA 250 B-8
CAPITAL REFORMA CUAUHTÉMOC 06600 CIUDAD DE MÉXICO

9.4 Los Resultados de las Políticas Fiscales de los Países Seleccionados

El modelo presenta los resultados en 4 cuadrantes los cuales permiten una rápida evaluación de la neutralidad, progresividad, flexibilidad del régimen y si el gobierno está maximizando su participación en la renta petrolera. El análisis está enfocado en mejorar el entendimiento de estos regímenes fiscales y como se compara un régimen fiscal contra otros. Para este fin se procede a utilizar el modelo económico descrito con anterioridad.

La información de los perfiles de inversión y sus características técnicas utilizados en el análisis del régimen fiscal de los países seleccionados se detallan en el Anexo 1 y los resultados detallados en Anexo 2. En resumen, los resultados del análisis de las políticas fiscales de los países son:

Uruguay

Uruguay Offshore, es un régimen de alta participación estatal y baja neutralidad en la inversión. Este régimen fiscal ha sido desarrollado para grandes descubrimientos >500 MMBL. El régimen fiscal Onshore es un régimen de baja participación estatal enfocado a viabilizar prospectos de tamaño moderado <100 MMBbl.

Trinidad y Tobago

Se caracteriza por ser un régimen relativamente neutral y con alta progresividad fiscal. El régimen esta optimizado para descubrimientos medianos en gas Offshore (< 1 TCF) y en Petróleo (< 100 MMBbl).

Guyana

Se caracteriza por ser el régimen menos neutral de los escenarios analizados. Adicionalmente es uno de los países con un AETR consistentemente más alto. El régimen fiscal ha sido optimizado para descubrimiento grandes (>300 MMBbl). Adicionalmente se correctica por generar fondos de forma rápida al gobierno.

Noruega

Se caracteriza por ser el régimen fiscal más neutral de todos los países analizados y con una alta progresividad. Este régimen fiscal puede manejar campos pequeños, medianos y grandes. Es por lejos el más flexible del grupo.

10 Régimen Fiscal Propuesto

Ningún régimen es ideal y aplicable a todos los casos, sin embargo, se considera que un régimen fiscal que opere bajo un marco Contractual o de Regalías + Impuestos debería tener los siguientes elementos fiscales una regalía, un impuesto a la utilidad de las empresas y un impuesto o mecanismo progresivo adicional que capture la rentabilidad extraordinaria

El primero asegura algunos ingresos cuando la producción es positiva. El segundo asegura que el retorno normal al patrimonio sea gravado a nivel corporativo como en otros sectores de la economía y, además, que los créditos fiscales estén disponibles en los países de origen de las empresas inversionistas. Y el tercero aprovecha el potencial del sector petrolero de generar escenarios de alta rentabilidad.

La utilización de estos mecanismos puede aplicarse a muchos tipos de escenarios y viabiliza tanto proyectos de Offshore / Onshore de petróleo y gas, aunque el equilibrio entre los mecanismos y los parámetros puede ser diferente como resultado de una asignación competitiva de Licencias o contratos donde ciertos parámetros estén sujetos a puja.

El régimen fiscal propuesto para la Republica Dominicana tiene que tener las mejores características de los regímenes analizados. Como resultado de este análisis, se presenta tres opciones:

10.1 Las 3 Opciones Propuestas

10.1.1 Opción 1: Régimen fiscal basado en Impuestos

Impuesto a la Utilidad de las Empresas: (IUE) – tasa efectiva 27%

Impuesto a las Utilidad Extraordinaria (RRT) – tasa efectiva 50%

Retención de dividendos (DWHT) – tasa efectiva 10%

10.1.2 Opción 2: Modelo Contractual de Producción Compartida (A)

Impuesto Especial a los Hidrocarburos (IEH) sujeto a:

Mecanismo de distribución de la Renta Petrolera: Factor R

Factor R	Participación Gubernamental
1.00	55%
1.25	60%
1.75	65%
2.25	70%
>2.25	70%

Retención de dividendos (DWHT) – tasa efectiva 10%

10.1.3 Opción 3: Modelo Contractual de Producción Compartida (B)

Impuesto Especial a los Hidrocarburos sujeto a:

Mecanismo de distribución de la Renta Petrolera: Tasa de retorno

TIR (Nominal)	Participación Gubernamental
10%	65%
15%	75%
25%	85%

Retención de dividendos (DWHT) – tasa efectiva 10%

A continuación, detallamos las características fiscales de las opciones y sus resultados tanto en términos de objetivos como su comparación con las otras alternativas.

10.2 Descripción de Opción 1

10.2.1 Detalles del Régimen Fiscal

En el Sistema de Concesiones de la opcion1 está basado en el pago de regalías e impuestos al Estado, las empresas petroleras adquieren Licencias de Producción de hidrocarburos en un área geográfica específica.

10.2.1.1 Alquiler por Acceso a la Superficie del Área del Contrato

Durante el período inicial de una Licencia de Producción, no hay ningún requisito para un pago de alquiler anual. Si la licencia se prorroga más allá del período inicial, se pagan por adelantado pagos anuales de alquiler que oscilan según la antigüedad a una tasa de 5 MUS$/Km2 sujeto a una tasa de 4% anual por año de prórroga.

10.2.1.2 Cuota de Formación

Se recomienda introducir en la legislación que el Contratista podrá estar obligado a ofrecer formación al personal de las autoridades y en instituciones educativas, y prácticas de capacitación laboral en sus oficinas, plantas e instalaciones

10.2.1.3 Impuesto Sobre la Renta

La tasa combinada del Impuesto Sobre la Renta es del 27% según legislación existente. La base imponible está compuesta por los ingresos menos depreciación y gastos permisibles.

Todas las empresas que operan en el sector del petróleo son responsables de los impuestos sobre la renta sobre sus ingresos anuales totales.

Se aplica un *"Ring Fence"* al área de licencia, la renta imponible se consolida a nivel de área e contrato.

El Impuesto Sobre la Renta es pagadero con respecto a los ingresos de las actividades de upstream del contribuyente después de las deducciones. Estas deducciones incluyen las pérdidas asociadas a operaciones distintas de las operaciones de upstream.

10.2.1.4 Valoración de la Producción

El precio de referencia se define como el precio al que el petróleo podría haberse vendido a un comprador independiente en el mercado, asumiendo que este comprador no tiene ningún interés en común con el productor que pueda haber influido en el precio de venta negativamente. Se toman en cuenta los precios cotizados para el petróleo del mismo tipo, con ajustes de calidad, costos de transporte, con plazos de pago, plazos de entrega, etc.

El valor de gas natural estará fijado en Dólares por millón de BTU (US$/MMBTU) y será el resultado de realizar el promedio entre los siguientes conceptos:

- Valor del Gas según Henry Hub en US$/MMBTU.
- El resultado de aplicar la siguiente fórmula: 0,1*(P-3), siendo P el precio del crudo establecido.
- Indicador asociado al precio del Gas (de ser posible en la región), que una vez declarada la comercialidad y el Contratista acuerden.

10.2.1.5 Impuesto a las Utilidades Extraordinarias

El Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT) se aplica a la misma base imponible del impuesto sobre a las utilidades de los ingresos generados por las actividades de Upstream. La tasa del impuesto es del 50%.

Las deducciones permitidas por la Ley de Tributación del Petróleo permiten la aplicación de un *"Uplift*" a la inversión de capital y a los costos de desarrollo del campo, excluyendo los costos de exploración. La tasa de Uplift será diferenciada para la fase de exploración y explotación y estará ajustada por el nivel de riesgo.

Fase de exploración: Tasa de interés de bonos de largo de la Republica Dominicana + 10% aplicables por un periodo de 6 años o hasta que incremento de las amortizaciones alcance el límite de 130%.

Fase de Desarrollo y Producción: Tasa de interés de bonos de largo de la Republica Dominicana + 5% aplicables por un periodo de 6 años o hasta que incremento de las amortizaciones alcance el límite de 130%.

Para el RRT el *"Ring Fence"* se aplica a las actividades de upstream con los mismos criterios que los aplicados al impuesto sobre la renta.

10.2.1.6 Retención de Dividendos (DWT)

El Impuesto de Retención sobre los Dividendos pagados al extranjero por las empresas petroleras a las sociedades no residentes (matriz) según legislación vigente es del 10%.

10.2.1.7 Aranceles de Importación

Se recomienda la exención de aranceles.

10.2.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal

El régimen fiscal "Opción 1" se caracteriza por ser un régimen de Regalías más impuestos. Los instrumentos fiscales contemplados por la legislación son; Impuesto a las Utilidades e Impuesto a

las Utilidades Extraordinarias. El análisis de la interacción de estos mecanismos y como estos se alienen a los objetivos del estado requiere explicitar estos últimos:

- Maximizar el VAN del gobierno en el proyecto: Maximizar la participación en la renta generada por el proyecto, sin inviabilizaron.
- Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios y decremento de costos: que la participación del estado régimen fiscal a variaciones en la rentabilidad del proyecto.
- Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.
- Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos de no capturar el ingreso potencial.

La tabla inferior detalla las interacciones de los instrumentos fiscales y los objetivos del estado.

Tabla 25. Opción 1: Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera

Objetivos de Gobierno	Impuesto a las Utilidades (CIT)	Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT)	Retención a las trasferencias de dividendos al extrajera (DWT)
Maximizar El VAN del Gobierno	Relativamente neutral y progresivo. Vulnerabilidad a la sub capitalización	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos.	Maximizarían los ingresos esperados por el gobierno a cambio de asumir una proporción igual de riesgo.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	Captura al alza en la rentabilidad, pero difiere en el tiempo el incremento en los ingresos fiscales. Reduce la carga tributaria en escenarios de precios bajos. Reduce automáticamente la carga de los proyectos de alto costo	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de disminuciones en los costos de producción	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	La participación del estado solo se incrementa si el proyectos que superan el umbral de rendimiento normal	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.
Neutralidad: evitar distorsionar las decisiones de	Depende del diseño del parámetro.	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente	Percibida negativamente por los

inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Distorsión potencial de la depreciación	participación de la renta disponible para el inversor.	inversores. Pueda ser evadida por medio de tratados de doble tributación
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria	Relativamente simple. Se utiliza los mismos datos que se requieren para el impuesto a las Utilidades de las empresas. Requiere cálculos adicionales simples.	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria

Fuente: Canales Auty

A fin de facilitar una mejor apreciación de las características del régimen fiscal, la tabla inferior provee de un análisis de las interacciones de los elementos del régimen fiscal basada en colores y explicita tres objetivos adicionales:

1. Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana: Entrada de recurso desde el inicio de las actividades de producción
2. Proveer un Incentivo suficiente para la exploración: Incentivar las actividades de exploración
3. Participación estratégica del estado en el negocio: Tener una participación accionaria en el negocio.

Donde:

Positivo	Neutro	Negativo

Tabla 26. Opción 1: Objetivos Primarios del Gobierno

Objetivos de Gobierno	Impuesto a las Utilidades (CIT)	Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT)	Retención a las trasferencias de dividendos al extrajera (DWT)
Maximizar el VAN del Gobierno			
Progresividad en Precios			
Progresividad en Costos			
Neutralidad:			
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.			

Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana			
Proveer un Incentivo suficiente para la exploración			
Participación estratégica del estado en el negocio			

Fuente: Canales Auty

10.3 Descripción de Opción 2

10.3.1 Detalles del Régimen Fiscal

El régimen fiscal de la opción 2 se basa en PSC. Los principales elementos del régimen fiscal son:

- No existen regalías, ni bonos de firma, ni bonos de producción.
- Costos recuperables tienen un límite del 80% para gas y petróleo.
- Impuesto Especial a los Hidrocarburos (IEH) sujeto a un mecanismo de distribución de la Renta Petrolera

10.3.1.1 Alquiler por Acceso a la Superficie del Área del Contrato

Durante el período inicial de una Licencia de Producción, no hay ningún requisito para un pago de alquiler anual. Si la Licencia se prorroga más allá del período inicial, se pagan por adelantado pagos anuales de alquiler que oscilan según la antigüedad a una tasa de 5 MUS$/Km2 sujeto a una tasa de 4% anual por año de prórroga.

10.3.1.2 Cuota de Formación

El PSC requiere al Contratista entrenar y capacitar al personal del Ministerio y cada año tiene que poner a disposición del Ministerio la cantidad de USD $100,000 (cien mil) dólares netos, libres de gastos bancarios e impuestos para destinar a capacitación.

10.3.1.3 Costos Recuperables

El PSC establece que el *costo recuperable* incluye los costos e inversiones incurridos en los períodos de exploración y explotación, aprobados por un Comité de Administración del contrato cuya vida útil sea menor a un año. La amortización del costo es de un año.

La cuota de la producción disponible para la recuperación se calcula de forma Trimestral y es:

- Límite del costo recuperable es de 60% para el caso de Petróleo.
- Límite del costo recuperable es de 80% para el caso de Gas Natural.

La recuperación de costos recuperables comenzará a partir del trimestre de inicio de la producción y los costos de capital se deprecian en línea recta a lo largo de cinco años.

10.3.1.4 Costos No Recuperables

Los costos que no son recuperables bajo el Contrato incluyen los siguientes:

- Gastos generales y *"overheads"* de la casa matriz o de subsidiarias que no estén directamente relacionados con la operación.
- Los pagos por intereses sobre préstamos no serán reconocidos si su tasa supere el tope correspondiente a la tasa LIBOR más el 1.5%.
- Incrementos en costos que no hayan sido debidamente justificados y aprobados por un Comité de Administración.
- Costos e inversiones incurridos previamente a la firma del Contrato.

10.3.1.5 Participación en las Ganancias a Distribuir (Profit Oil)

La utilidad a distribuir se refiere a la parte de la producción remanente luego de descontar a los ingresos brutos los costos recuperables. Las Partes tendrán derecho a un porcentaje de la Utilidad a distribuir, conforme la tabla inferior.

Factor R	Participación Gubernamental
1.00	40% + X % negociable
1.25	X % negociable
1.75	X % negociable
2.25	X % negociable
>2.25	X % negociable

La producción restante después de la recuperación de costos se divide entre el contratista y el representante autorizado del estado (Empresa Nacional de Petróleo, Agencia Nacional de Petróleo u Autoridad Tributaria) en una escala móvil basada en el factor R y el tipo de producto como sigue:

- Utilidad a distribuir = ingresos – Costos de Producción
- Utilidad a distribuir = Participación de Contratista + participación del estado
- Ingreso = Costos Recuperables + Participación de Contratista + participación del estado

10.3.1.6 Valoración de la Producción

El precio de referencia se define como el precio al que el petróleo podría haberse vendido a un comprador independiente en el mercado, asumiendo que este comprador no tiene ningún interés en común con el productor que pueda haber influido en el precio de venta negativamente. Se toman en cuenta los precios cotizados para el petróleo del mismo tipo, con ajustes de calidad, costos de transporte, con plazos de pago, plazos de entrega, etc.

El valor de gas natural estará fijado en Dólares por millón de BTU (US$/MMBTU) y será el resultado de realizar el promedio entre los siguientes conceptos:

- Valor del Gas según Henry Hub en US$/MMBTU.

- El resultado de aplicar la siguiente fórmula: 0,1*(P-3), siendo P el precio del crudo establecido.

- Indicador asociado al precio del Gas (de ser posible en la región), que una vez declarada la comercialidad y el Contratista acuerden.

10.3.1.7 "*Ring Fence*" para Producción Compartida

El reparto de la producción y los costos de producción se calculan para cada área de exploración en específico y están sujetos a un "*Ring Fence*", aunque los costos de exploración pueden recuperarse de cualquier campo.

10.3.1.8 Retención de Dividendos (DWT)

El Impuesto de Retención sobre los Dividendos pagados al extranjero por las empresas petroleras a las sociedades no residentes (matriz) según legislación vigente es del 10%.

10.3.1.9 Aranceles

Se recomienda aplicar una exención.

10.3.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal

El régimen fiscal "Opción 2" se caracteriza por ser un régimen de PSC sin regalías ni bonos con un impuesto sobre la renta de 27%. El análisis de la interacción de estos mecanismos y como estos se alienen a los objetivos del estado requiere explicitar estos últimos:

- Maximizar el VAN del gobierno en el proyecto: Maximizar la participación en la renta generada por el proyecto, sin inviabilizaron.
- Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios y decremento de costos: que la participación del estado régimen fiscal a variaciones en la rentabilidad del proyecto
- Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.
- Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos de no capturar el ingreso potencial.

La tabla inferior detalla las interacciones de los instrumentos fiscales y los objetivos del estado.

Tabla 27. Opción 2: Mecanismos de Distribución de la Renta Petrolera bajo un esquema Contractual

Objetivos de Gobierno	Factor R	Impuesto a las Utilidades	**Retención a las trasferencias de dividendos al extrajera (DWT)**
Maximizar El VAN del Gobierno	Capta un mayor VAN esperado para el gobierno a cambio de que el gobierno asuma más riesgos.	Relativamente neutral y progresivo. Vulnerabilidad a la sub capitalización	Maximizarían los ingresos esperados por el gobierno a cambio de asumir una proporción igual de

			riesgo.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de Incrementos de precios	Captura al alza en la rentabilidad, incremento los ingresos fiscales de forma inmediata Difieren en el tiempo la reducción la participación estatal en escenarios de precios bajos.	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.
Progresividad en el ingreso gubernamental resultado de disminuciones en los costos de producción	Captura al alza en la rentabilidad, e incremento los ingresos fiscales de forma inmediata	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.	Progresivo: Respuesta inmediata a los cambios de rentabilidad.
Neutralidad: Evitar distorsionar las decisiones de inversión y de operación (y por lo tanto evitar disipar ingresos potenciales). Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Disuasión modesta a la inversión siempre y cuando haya suficiente participación de la renta disponible para el inversor.	Depende del diseño del parámetro. Distorsión potencial de la depreciación Efectiva, siempre y cuando la tasa máxima no es demasiado alta.	Percibida negativamente por los inversores. Pueda ser evadida por medio de tratados de doble tributación
Simplicidad: Minimizar la carga administrativa y los riesgos.	Cálculos relativamente simples, pero requiere auditorias de costos continuas y transparentes	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria	Relativamente simple. Calculo conocido por la Administración Tributaria

Fuente: Canales Auty

A fin de facilitar una mejor apreciación de las características del régimen fiscal, la tabla inferior provee de un análisis de las interacciones de los elementos del régimen fiscal basada en colores y explicita tres objetivos adicionales:

1. Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana: Entrada de recurso desde el inicio de las actividades de producción
2. Proveer un Incentivo suficiente para la exploración: Incentivar las actividades de exploración
3. Participación estratégica del estado en el negocio: Tener una participación accionaria en el negocio.

Donde:

Positivo	Neutro	Negativo

Tabla 28. Opción 2: Objetivos Primarios del Gobierno

Objetivos de Gobierno	Factor R	Impuesto a las Utilidades	Retención a las trasferencias de dividendos al extrajera (DWT)
Maximizar El VAN del Gobierno			
Progresividad en precios			
Progresividad en Costos			
Neutralidad:			
Minimizar la carga administrativa y los riesgos.			
Asegurar la entrada de Recursos de forma temprana			
Proveer un Incentivo suficiente para la exploración			
Participación estratégica del estado en el negocio			

Fuente: Canales Auty

10.4 Descripción de Opción 3

10.4.1 Detalles del Régimen Fiscal

El régimen fiscal de la opción 3 se basa en el PSC de “Opcion 2”. Los principales elementos del régimen fiscal son:

- No existen regalías, ni bonos de firma, ni bonos de producción.
- Costos recuperables tienen un límite del 80% para gas y petróleo.
- Impuesto Especial a los Hidrocarburos (IEH) sujeto a un mecanismo de distribución de la Renta Petrolera

La única diferencia entre las dos opciones es la forma en cómo las opciones manejan la participación en las ganancias a distribuir (Profit Oil). En la “Opción 2” se aplica un factor R, mientras que en la “Opción 3” se basa en la TIR del proyecto.

10.4.1.1 Participación en las Ganancias a Distribuir (Profit Oil)

La utilidad a distribuir se refiere a la parte de la producción remanente luego de descontar a los ingresos brutos los costos recuperables. Las Partes tendrán derecho a un porcentaje de la Utilidad a distribuí, conforme la tabla inferior.

TIR (Nominal)	Participación Gubernamental
10%	40% + X% Negociable
15%	X% Negociable

25%	X% Negociable

Donde la Tasa Interna de retorno que se utilizará para determinar la participación de la utilidad a distribuir se calculará sobre el flujo de caja de proyecto antes de impuestos de forma trimestral.

La producción restante después de la recuperación de costos se divide entre el contratista y el representante autorizado del estado (Empresa Nacional de Petróleo, Agencia Nacional de Petróleo u Autoridad Tributaria) en una escala móvil basada en el factor R y el tipo de producto como sigue:

- Utilidad a distribuir = ingresos – Costos de Producción
- Utilidad a distribuir = Participación de Contratista + participación del estado
- Ingreso = Costos Recuperables + Participación de Contratista + participación del estado

10.4.2 Análisis de los Instrumentos Fiscales del Régimen Fiscal

El régimen fiscal “Opción 3”, como en la “Opción 2”, se caracteriza por ser un régimen de PSC sin regalías ni bonos con un impuesto sobre la renta de 27%. La diferencia entre las dos opciones es la forma en cómo las opciones manejan la participación en las ganancias a distribuir (Profit Oil). En la “Opción 2” se aplica un factor R, mientras que en la “Opción 3” se basa en la TIR del proyecto. Por lo tanto, el mismo análisis de los instrumentos fiscales del régimen fiscal se aplica a ambas opciones.

11 Los Resultados de las Opciones de Políticas Fiscales Propuestas para la Republica Dominicana.

En esta sección se procede a evaluar las opciones de los regímenes propuestos. El análisis está enfocado en mejorar el entendimiento de las opciones presentadas y como se compara un régimen fiscal contra otros. Para este fin se procede a utilizar el Modelo económico descrito con anterioridad.

La información de los perfiles de inversión y sus características técnicas utilizados en el análisis del régimen fiscal se detalla en el Anexo1.

Los resultados detallados del modelo son presentados en Anexo 3.

11.1 Conclusión de la propuesta del Régimen Fiscal

11.1.1 Conclusiones Opción 1

Neutralidad: La Opción 1, es la menos neutral de todas, dado que sistemáticamente presenta los precios de equilibrio más altos.

Maximización del VAN del Estado: La opción 1 siempre es intermedia entre la Opción 3 y la opción2 y tiene una participación que oscila entre 85 y 68% AETR.

Progresividad: En términos de Progresividad, la opción 1 es sistemáticamente la más Progresiva.

Velocidad de generación de recurso: En términos de rapidez para generar recursos para el estado la opción 1 siempre es la que más tiempo tarda en generar un flujo de caja para el estado

11.1.2 Conclusiones Opción 2

Neutralidad: La Opción 2, está en un punto intermedio entre la Opción 1 y la 3, dado que sistemáticamente presenta los precios de equilibrio intermedios entra estas dos opciones.

Maximización del VAN del Estado: La opción 2 sistemáticamente se presenta después de la opción 3 en términos de maximizar la participación de estado con una participación que oscila entre 100 y 80% AETR.

Progresividad: En términos de Progresividad, la opción 2 es intermedia entre la opción 1 y 3 en términos e Progresividad, pero siempre más cercana a la opción 1.

Velocidad de generación de recurso: En términos de rapidez para generar recursos para el estado la opción 2 siempre es la que rápida en generar un flujo de caja para el estado

11.1.3 Conclusiones Opción 3

Neutralidad: La Opción 3 es la más neutral de todas las alternativas presentadas.

Maximización del VAN del Estado: La opción 3 maximiza sistemáticamente la participación del estado, sin embargo, tiende a inviabilizar más proyectos si sus parámetros no son ajustados correctamente.

Progresividad: En términos de Progresividad, la opción 3 muestra un alto nivel de progresividad, muy parecido a la opción 1.

Velocidad de generación de recurso: En términos de rapidez para generar recursos para el estado la opción 3 siempre es intermedia entre la opción 1 y 2 en generar un flujo de caja para el estado.

11.2 Cuantificación de los Resultados Obtenidos

En la tabla inferior se agrupan los resultados obtenidos de los análisis de régimen fiscales tanto para campos de gas Onshore como de petróleo offshore.

11.2.1.1 Petróleo Onshore

Neutralidad: La opción 1 es la menos neutral de las opciones dado que requiere el precio limite más alto. La opción 3 por el otro lado, es la opción más neutral al requerir el menor precio límite para obtener un VAN >0 con una tasa de descuento del 10%

Maximización del VAN: La opción 3 es la que maximiza el VAN del estado, pero inviabiliza el desarrollo de los campos petroleros si los parámetros del IEH no son fijaos correctamente. La opción 1 no maximiza el VAN del estado, pero permite que los tres escenarios analizados de 100, 300 y 500 MMBbl de reserva sean viables desde el punto de vista del inversor:

Progresividad de Costos y Precios: La opción 3 es a que muestra el nivel de participación en los beneficios totales más alta en el límite inferior de sensibilidad de precios y costos. Por el otro lado la opción 1 muestra un alto grado de sensibilidad a los precios y costos y sistemáticamente tiene el nivel de participación de beneficios más baja.

Tabla 29. Resultados del análisis fiscal de las Opciones 1, 2 y 3 para campos de petróleo Offshore

Opción	Variable de medición			
	Reserva MMBbl	Opción 1 (T+I) RRT	Opción 2 PSC: Factor R	Opción 3 PSC: TIR
Neutralidad: METR y Precio de Equilibrio	100 MMBBL	METR=50% PE = 52.US$/BOE	METR=20% PE =42 US$/BOE	METR=19% PE =41 US$/BOE
	300 MMBL	METR=50% PE =27 US$/BOE	METR=20% PE =21 US$/BOE	METR=18% PE =21 US$/BOE
	500 MMBbl	METR=50% PE =26 US$/BOE	METR=20% PE =20 US$/BOE	METR=19% PE =20 US$/BOE
Maximización delo VAN del Estado (AETR)	100 MMBBL	AETR= 85%	AETR> 100%	AETR> 100%
	300 MMBL	AETR= 72%	AETR = 82%	AETR = 90%
	500 MMBbl	AETR= 74%	AETR = 82%	AETR = 92%
Viabilidad	100 MMBBL	Proyecto no Viable	Proyecto no Viable	Proyecto no Viable
	300 MMBL	Proyecto no Viable	Proyecto Viable	Proyecto no Viable
	500 MMBbl	Proyecto Viable	Proyecto Viable	Proyecto No Viable

Progresividad Precios y TIR	100 MMBBL	BT= [5%-59%]	BT= [25%-67%]	BT= [26%-77%]
	300 MMBL	BT= [35%-63%]	BT= [42%-74%]	BT= [46%-82%]
	500 MMBbl	BT= [39%-61%]	BT= [45%-74%]	BT= [47%-82%]
Progresividad Costos y TIR (Beneficios Totales)	100 MMBBL	BT= [64%-5%]	BT= [75%-25%]	BT= [83%-26%]
	300 MMBL	BT= [68%-5%]	BT= [82%-25%]	BT= [90%-27%]
	500 MMBbl	BT= [65%-10%]	BT= [80%-24%]	BT= [90%-25%]
Ingresos Tempranos	100 MMBBL	Activation en año: 7	Activación en año: 4	Activación en año: 5
	300 MMBL	Activación en año: 7	Activación en año: 4	Activación en año: 5
	500 MMBbl	Activación en año: 8	Activación en año: 5	Activación en año: 6

Fuente: Canales Auty

11.2.1.2 Gas Onshore

Neutralidad: La opción 1 es la menos neutral de las opciones dado que requiere el precio limite más alto. La opción 3 por el otro lado, es la opción más neutral al requerir el menor precio límite para obtener un VAN >0 con una tasa de descuento del 10%

Maximización del VAN: La opción 3 es la que maximiza el VAN del estado, pero puede inviabiliza el desarrollo de los campos Gasíferos si los parámetros del IEH no son fijados correctamente. La opción 1 no maximiza el VAN del estado, pero permite que los tres escenarios analizados de 0.25, 1 y 3 TCF de reserva sean viables desde el punto de vista del inversor:

Progresividad de Costos y Precios: La opción 3 es a que muestra el nivel de participación en los beneficios totales más alta en el límite inferior de sensibilidad de precios y costos. Por el otro lado la opción 1 muestra un alto grado de sensibilidad a los precios y costos y sistemáticamente tiene el nivel de participación de beneficios totales más baja.

Tabla 30. Resultados del análisis fiscal de las Opciones 1, 2 y 3 para campos de Gas Onshore

Opción	Reserva TCF	Variable de medición Opción 1 (T+I) RRT	Opción 2 PSC: Factor R	Opción 3 PSC: TIR
Neutralidad: METR y Precio de Equilibrio	0.25 TCF	METR=47% PE =4.90 US$/MMBTU	METR=19% PE =3.73 US$/MMBTU	METR=16% PE =3.68 US$/MMBTU
	1 TCF	METR=47% PE =2.90 US$/MMBtu	METR=17% PE =2.37 US$/MMBtu	METR=16% PE =2.3 US$/MMBtu
	3 TCF	METR=48% PE =0.93 US$/MMBtu	METR=18% PE =0.94 US$/MMBtu	METR=17% PE =0.83 US$/MMBtu

Maximización delo VAN del Estado (AETR)	0.25 TCF	AETR= 72%	AETR = 85%	AETR = 92%
	1 TCF	AETR= 70%	AETR = 81%	AETR = 91%
	3 TCF	AETR= 68%	AETR = 80%	AETR = 90%
Viabilidad	0.25 TCF	Proyecto Viable	Proyecto Viable	Proyecto No Viable
	1 TCF	Proyecto Viable	Proyecto Viable	Proyecto No Viable
	3 TCF	Proyecto Viable	Proyecto Viable	Proyecto No Viable
Progresividad Precios y TIR	0.25 TCF	BT= [38%-62%]	BT= [45%-75%]	BT= [48%-82%]
	1 TCF	BT= [30%-65%]	BT= [35%-75%]	BT= [37%-85%]
	3 TCF	BT= [19%-52%]	BT= [28%-78%]	BT= [28%-85%]
Progresividad Costos y TIR (Beneficios Totales)	0.25 TCF	BT= [54%-10%]	BT= [79%-31%]	BT= [82%-32%]
	1 TCF	BT= [66%-19%]	BT= [78%-25%]	BT= [91%-28%]
	3 TCF	BT= [55%-40%]	BT= [80%-56%]	BT= [85%-60%]
Ingresos Tempranos	0.25 TCF	Activación en año: 6	Activación en año: 4	Activación en año: 5
	1 TCF	Activación en año: 6	Activación en año: 4	Activación en año: 5
	3 TCF	Activación en año: 2	Activación en año: 1	Activación en año: 2

Fuente: Canales Auty

12 Régimen Fiscal Seleccionado

Canales Auty se reunió con las autoridades del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Hacienda y la Autoridad Tributaria. Como resultado de estas reuniones se optó por la opción 3 detallada en el capítulo anterior, pero introduciendo modificaciones que buscan simplificar el régimen fiscal las cuales procedemos a detallar.

El Régimen Fiscal seleccionado por Republica Dominicana se basa en un contrato de Producción Compartida ("PSC"). Los principales elementos de dicho Régimen Fiscal son:

- **No existen regalías**[12], **bonos de firma**, ni **bonos de producción**.
- Los **Costos Recuperables** tienen un límite del 80% tanto para gas como para petróleo.
- La **Tasa de Depreciación** para los costos de capital reconocidos como costos recuperables es de un año.
- **Impuesto Especial a los Hidrocarburos** con Participación en los beneficios de un porcentaje negociable de la Tasa de Retorno del proyecto.
- Se aplica un "**Ring Fence**" al área de licencia, la renta imponible se consolida a nivel de área de contrato.
- **Valoración de la Producción** - El precio de referencia se define como el precio al que el petróleo podría haberse vendido a un comprador independiente en el mercado, asumiendo que este comprador no tiene ningún interés en común con el productor que pueda haber influido en el precio de venta negativamente. Se toman en cuenta los precios cotizados para el petróleo del mismo tipo, con ajustes de calidad, costos de transporte, con plazos de pago, plazos de entrega, etc. El valor de gas natural estará fijado en Dólares por millón de BTU (US$/MMBTU).
- El Contratista estará obligado a ofrecer "**Formación al personal"** de las autoridades y en instituciones educativas, y prácticas de capacitación laboral en sus oficinas, plantas e instalaciones.
- **Retención de dividendos** (DWHT) – tasa efectiva 10%
- **Alquiler por acceso a la superficie** - Durante el período inicial de una Licencia de Producción, no hay ningún requisito para un pago de alquiler anual. Si la licencia se prorroga más allá del período inicial, se pagan por adelantado pagos anuales de alquiler que oscilan según la antigüedad, a una tasa de 5 MUS$/Km2 sujeto a una tasa del cuatro por ciento (4%) anual por año de prórroga.
- **Exención** al pago de **Aranceles de Importación** (AI)

[12] Nota: Esto fue acordado con el Viceministerio de Hidrocarburos y el Ministerio de Hacienda durante nuestras reuniones en Santo Domingo, donde el Ministro de Hacienda estuvo de acuerdo en establecer un límite de costos recuperables al 80% como equivalente a una regalía del 20%.

- **Exención** al pago de **retenciones a las contrataciones de servicios** de empresas ubicadas en el extranjero (SWHT)

- **Moneda** – todos los cálculos y pagos serán en dólares norteamericanos

13 Conclusiones

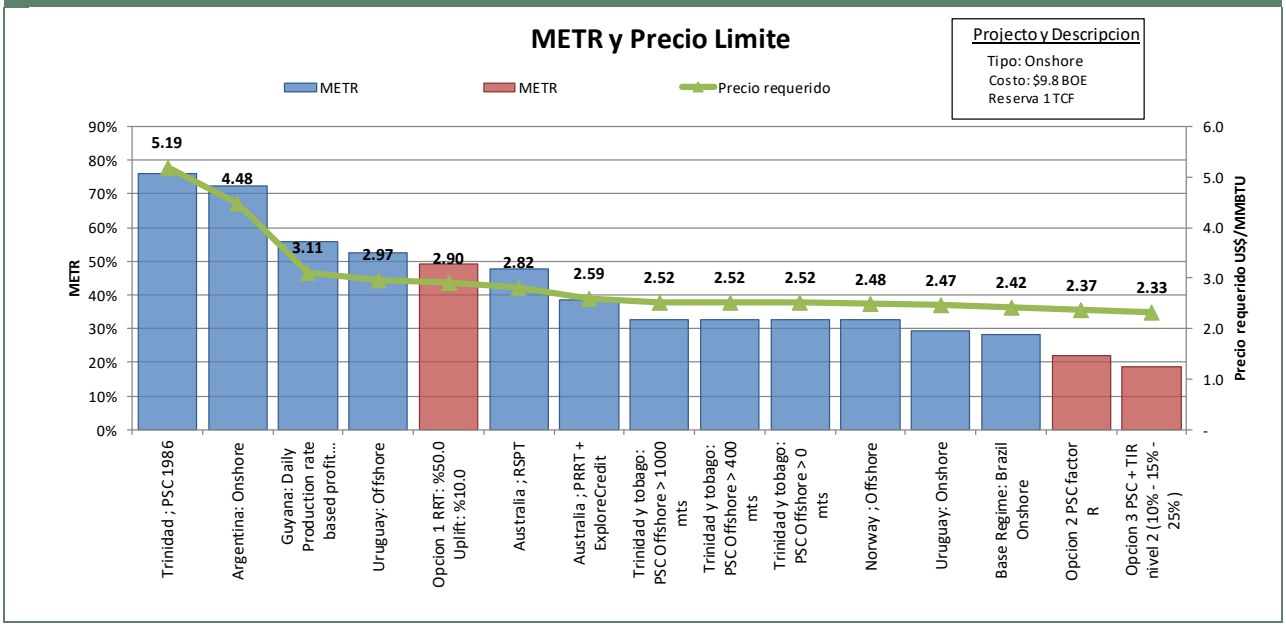
A continuación, mostramos el posicionamiento de las Opciones 1, 2 y 3 versus los países analizados, los cuales son Uruguay, Trinidad y Tobago, Guyana y Noruega. Adicionalmente y solo con el objetivo de dar una perspectiva regional, se añadió Argentina, Brasil. Australia fue introducida dado que otro país que utiliza un RRT.

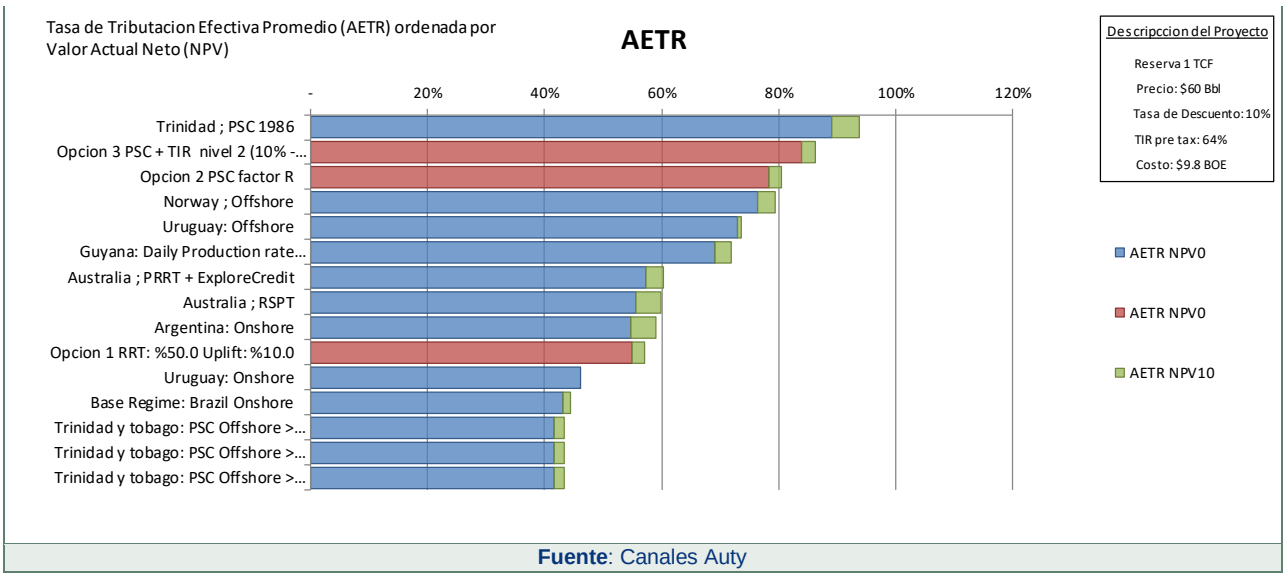
La opción 1 es comparable a Uruguay en términos de Neutralidad al tener el 5to precio mínimo que garantiza un VAN>0 con una tasa de descuento del 10%, más alto del grupo analizado. Y la opción 3 se destaca como la propuesta más neutra del Grupo. En términos de maximización del VAN del estado la opción 3 logra la mayor participación, al costo de inviabilizar el proyecto y la opción 1 se establece como la opción de menor participación estatal.

La opción 3 que fue seleccionado por Republica Dominicana se caracteriza por ser un régimen neutral al tener el tercer precio más bajo requerido para obtener un VAN>0 descontado a una tasa del 10%. En términos de Maximización del VAN del estado, la opción 3 logra el nivel más alto de participación. Sin embargo, si los parámetros que se aplican al IEH no son fijados correctamente, esta opción puede inviabilizar el desarrollo del campo.

Gas Onshore 1 TCF

Gráfico 30: Gas Onshore – Bolivia 1 TCF



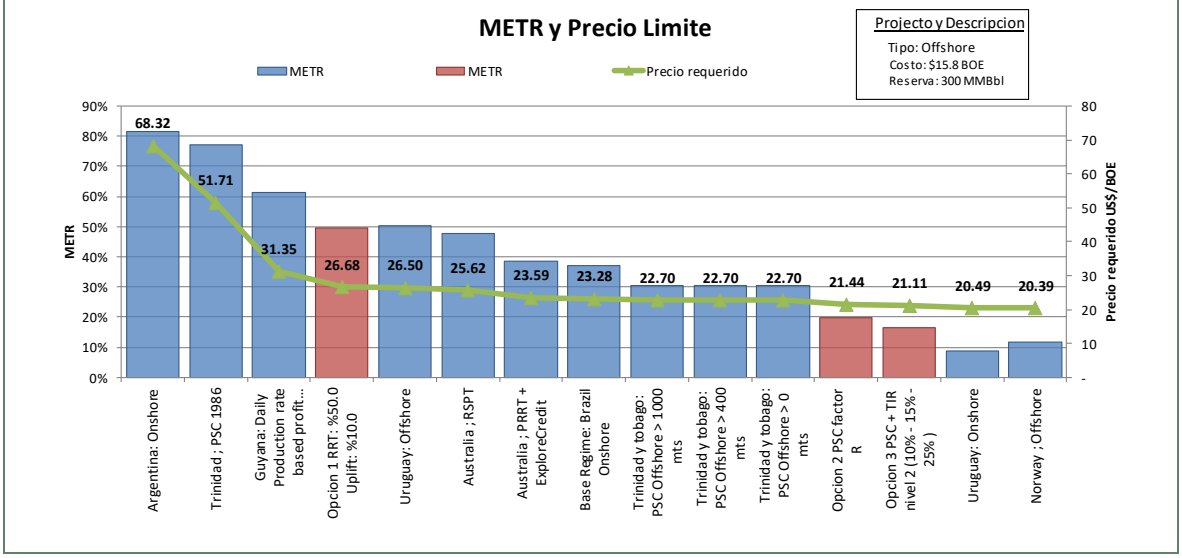


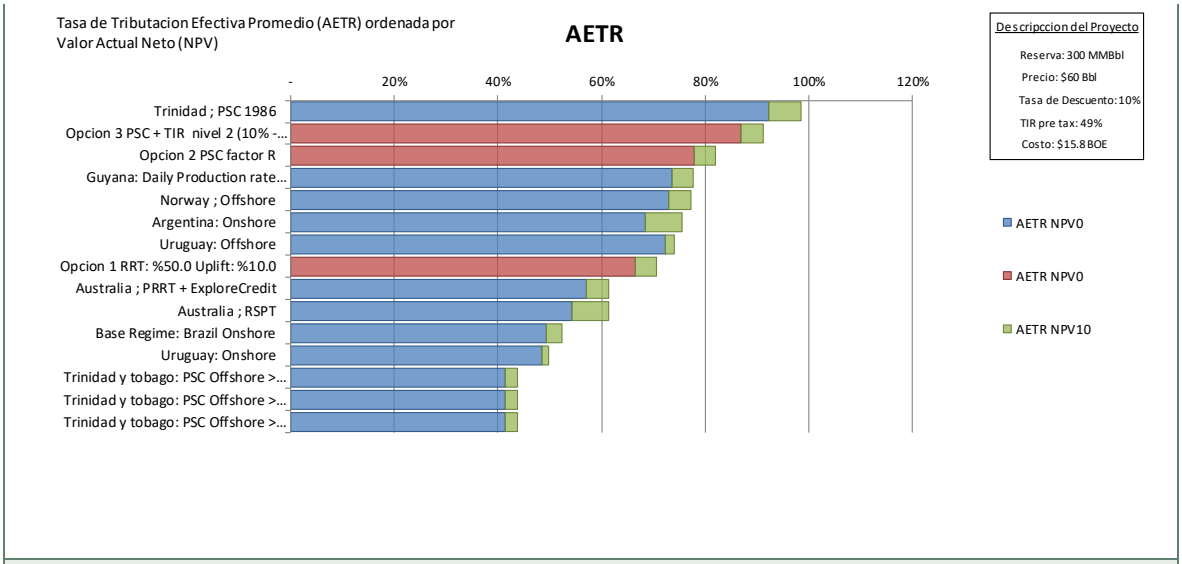
Fuente: Canales Auty

Petróleo Offshore 300 MMBbl

La opción 3 que fue seleccionado por Republica Dominicana se caracteriza por ser un régimen neutral al tener el tercer precio más bajo requerido para obtener un VAN>0 descontado a una tasa del 10%. En términos de Maximización del VAN del estado, la opción 3 logra el nivel más alto de participación. Sin embargo, si los parámetros que se aplican al IEH no son fijados correctamente, esta opción puede inviabilizar el desarrollo del campo.

Gráfico 31: Petróleo Offshore – Haití 300 MMBbl





Fuente: Canales Auty

A continuación, detallamos las principales observaciones y recomendación al momento de implementar las opciones de régimen fiscal sugeridas:

Opción 1	
Mecanismo Fiscal	**Observaciones y recomendaciones**
Impuesto a las Utilidades (IUE)	**Ring Fencing:** Sería deseable estudiar la posibilidad de no aplicar un ring fencing a las actividades de exploración. La eliminación permitiría al operador de un área de contrato transferir gasto de exploración de otra área, si estos son infructuosos, limitando la pérdida total de esos fondos he incentivando lo inversión en exploración.
Impuesto a las Utilidades Extraordinarias (RRT)	**La tasa de del Impuesto a las Utilidades extraordinaria:** Se la puede fijar en un rango de 30 a 50%. También es posible diseñar el impuesto para que actué a diferentes niveles de rentabilidad con diferentes tasas. Un RRT con múltiples tasas permite acelerar la entrada de recurso al estado. **La fijación de la tasa normal de retorno para el Uplift**: Normalmente, se recomienda que la tasa de retorno normal este fijada en base a la tasa de interés de los bonos soberanos de largo plazo (más de 10 años). Sin embargo, si la tasa resulta excesiva, se puede utilizar un índice basado en la tasa de rentabilidad de servicios públicos que coticen en una bolsa de valores internacional y sobre esa tasa aplicar una alícuota adicional por el nivel de riesgo país.
Impuesto a la retención de Dividendos (DWT)	**Eliminación del DWT:** Si se elimina el DWT, este puede ser compensado por un incremento en el impuesto a las Utilidades Extraordinarias. **Participación Accionaria**: El DWT también puede ser visto como una participación accionaria en el proyecto, donde el estado no asume ninguna responsabilidad por los costos incurridos.

Opción 2 PSC con Factor R	
Mecanismo Fiscal	**Observaciones y Recomendaciones**
Impuesto Especial a los Hidrocarburos	Es necesario que la Autoridad tributaria participe del diseño del contrato de producción a fin de establecer los mecanismos de valoración de la producción. **Factor R bajo un PSC:** Si se utiliza un modelo Contractual basado en contratos de Producción Compartida Sujeto a un factor R, es necesario que la Autoridad Tributaria entienda el mecanismo de cálculo y como este define los ingresos del operador. Fallas en la coordinación y definición del ingreso imponible resultado de diferencias metodológicas podrían generar contingentes no esperados para el operador. **Ring Fencing:** Sería deseable estudiar la posibilidad de no aplicar un ring fencing a las actividades de exploración. La eliminación, permitiría al operador de un área de contrato transferir gasto de exploración de otra área, si estos son infructuosos, limitando la pérdida total de esos fondos he incentivando lo inversión en exploración.
Facto R	**Límites de costo recuperable:** La eliminación del límite al costo recuperable incrementa la neutralidad y progresividad del régimen fiscal al eliminar una regalía efectiva. **Fijación de los niveles de participación:** Se recomienda que estos parámetros sean establecidos en la ronda exploratoria, dado el nivel de asimetría de información existente. **Calculo del Factor R**: Se recomienda que el cálculo del Factor R se realice sobre el flujo de caja antes de impuestos. El objetivo es simplificar el cálculo y evitar la creación de recurrencias que requieran la introducción de normativa adicional.
Impuesto a la retención de Dividendos (DWT)	**Participación accionaria**: El DWT también puede ser vista como una participación accionaria en el proyecto, donde el estado no asume ninguna responsabilidad por los costos incurridos.

Opción 3 (Régimen Fiscal Seleccionado)	
Mecanismo Fiscal	**Observaciones y Recomendaciones**
Impuesto Especial a los Hidrocarburos	Es necesario que la Autoridad tributaria participe del diseño del contrato de producción a fin de establecer los mecanismos de valoración de la producción. **TIR bajo un PSC:** Si se utiliza un modelo Contractual basado en contratos de Producción Compartida Sujeto a una tasa de retorno, es necesario que la Autoridad Tributaria entienda el mecanismo de cálculo y como este define los ingresos del operador. Fallas en la coordinación y definición del ingreso imponible resultado de diferencias

	metodológicas podrían generar contingentes no esperados para el operador. **Ring Fencing:** Sería deseable estudiar la posibilidad de no aplicar un ring fencing a las actividades de exploración. La eliminación permitiría al operador de un área de contrato transferir gasto de exploración de otra área, si estos son infructuosos, limitando la pérdida total de esos fondos he incentivando lo inversión en exploración.
Mecanismo basado en la tasa de Retorno	**Límites de costo recuperable:** La eliminación del límite al costo recuperable incrementa la neutralidad y progresividad del régimen fiscal al eliminar una regalía efectiva. **Fijación de los niveles de participación y las Tasa de retornos:** Se recomienda que estos parámetros sean establecidos en la ronda exploratoria, dado el nivel de asimetría de información existente. Sin embargo, si las tasas son fijadas a niveles muy altos, estos pueden comprometer la viabilidad del sistema fiscal. Sería recomendable establecer un límite superior en las rondas exploratorias.
Impuesto a la retención de Dividendos (DWT)	**Participación accionaria**: El DWT también puede ser vista como una participación accionaria en el proyecto, donde el estado no asume ninguna responsabilidad por los costos incurridos.

14 Anexo 1: Escenarios de Producción

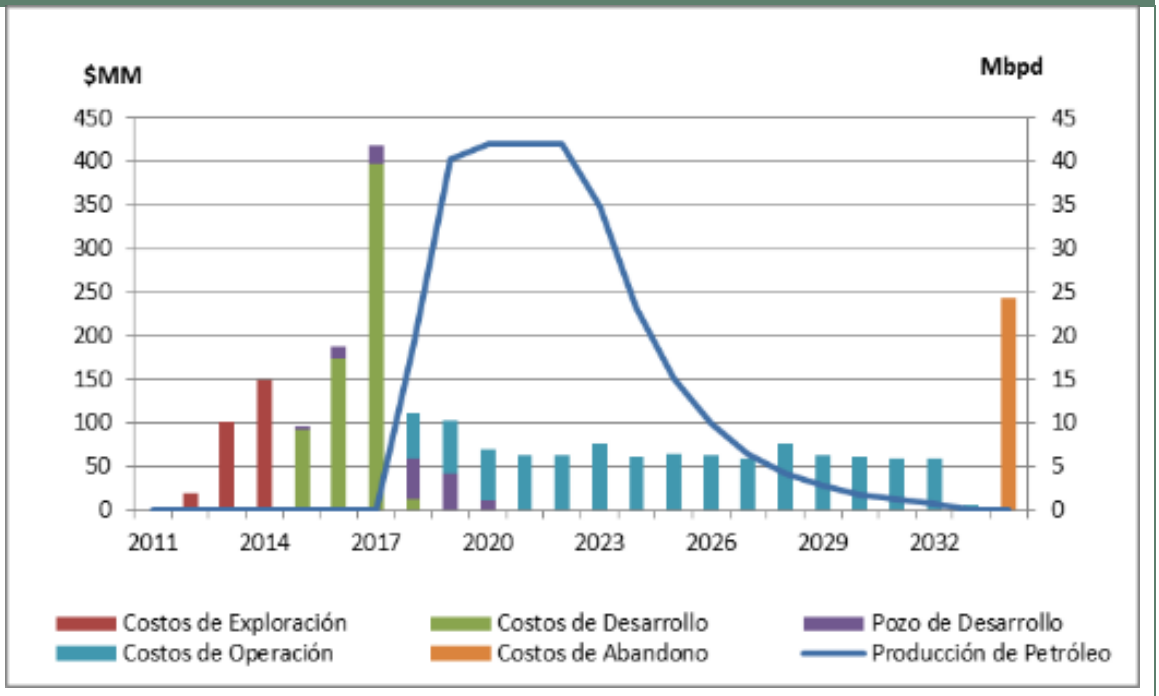
14.1 Escenarios de Petróleo Onshore

Tabla 31. Estructura de costos – Colombia

	100 MMBbl		300 MMBbl		500 MMBbl	
	MMUS$	Costo/BOE	MMUS$	Costo/BOE	MMUS$	Costo/BOE
Producción de petróleo	100		300		500	
Transporte y procesamiento FOB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costo de exploración	270.0	2.7	270.0	0.9	270.0	0.5
Costo de desarrollo	674.7	6.7	1131.8	3.8	1498.6	3.0
Pozo de desarrollo	137.5	1.4	262.1	0.9	734.7	1.5
Capital de reemplazo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costo de operación	942.2	9.4	1761.3	5.9	2240.7	4.5
Costo de abandono	243.4	2.4	454.1	1.5	622.9	1.2
Costo total	2267.8	22.7	3879.3	12.9	5366.9	10.7

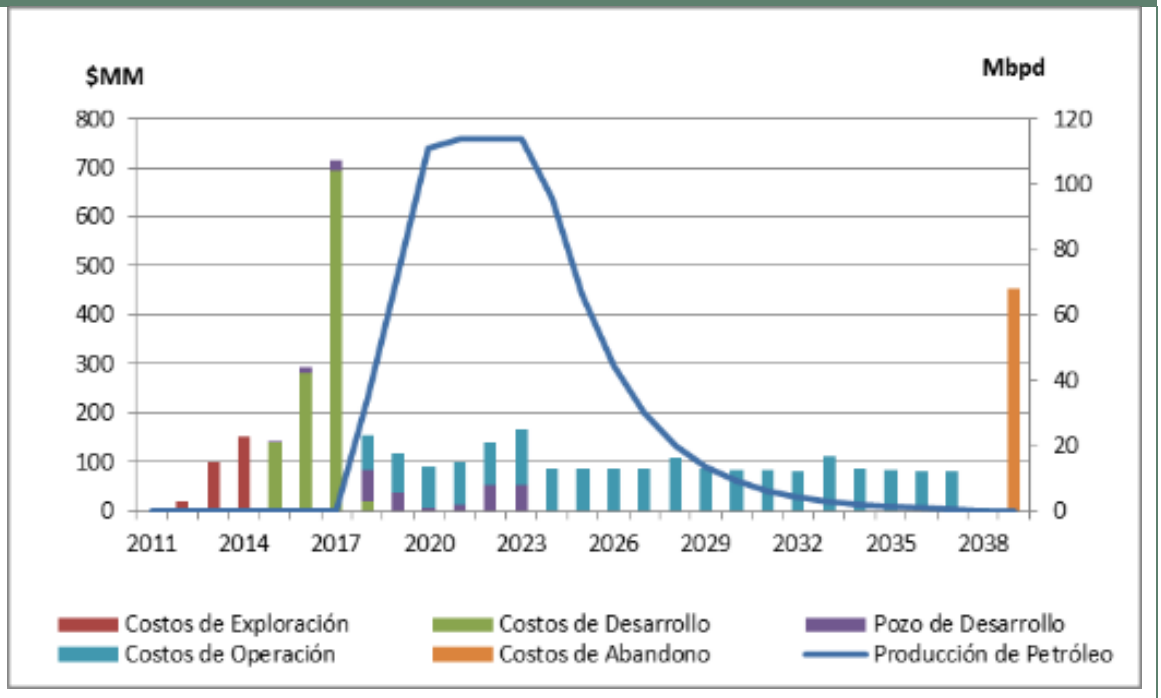
Gráfico 32: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Colombia

Gráfico 33: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Colombia 100 MMBbl



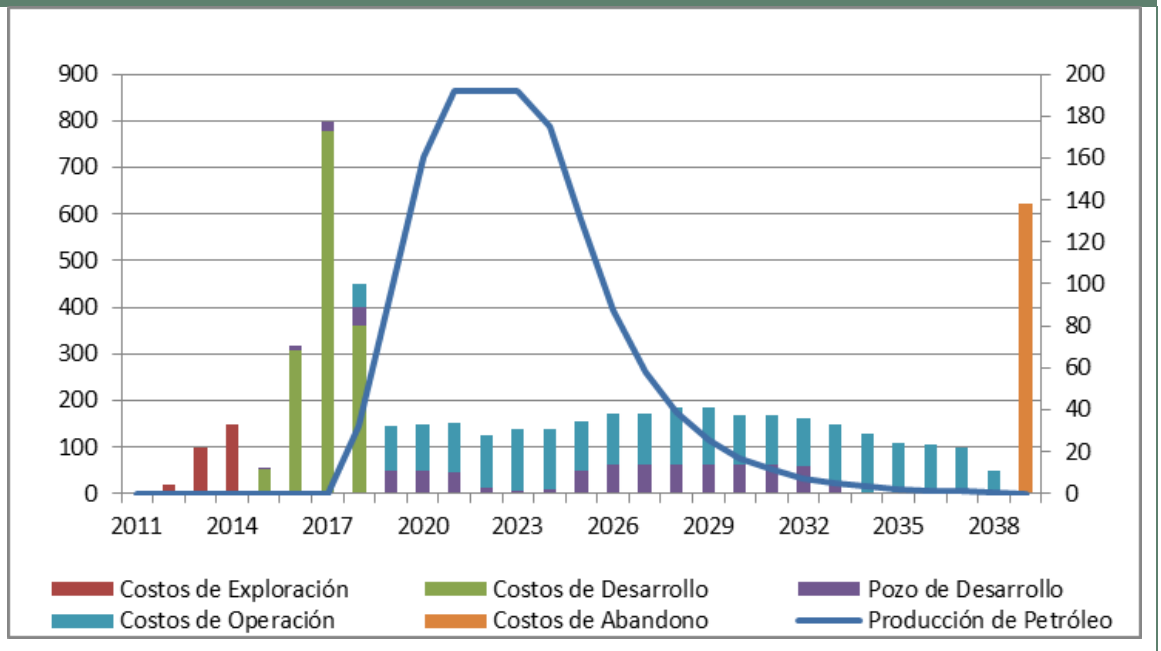
Fuente: Canales Auty

Gráfico 34: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Colombia 300 MMBbl



Fuente: Canales Auty

Gráfico 35: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Colombia 500 MMBbl



Fuente: Canales Auty

Tabla 32. Supuestos del Proyectos de Petróleo Onshore - Colombia

Nombre del proyecto Tipo de desarrollo Concepto de desarrollo		Onshore 100 MMBbl Petróleo Wellpad group to main production facility	Onshore 300 MMBbl Petróleo Wellpad group to main production facility	Onshore 500 MMBbl Petróleo Multiple wellpad groups to main production facility
Entrada general				
Flujo de producción de petróleo	Mbbl/día	28,60	83,60	105,00
Flujo de gas asociado	MMscf/día	69,70	204,00	255,00
Flujo de líquidos asociados	Mbbl/día	31,80	92,90	116,00
Inyección de agua		Yes	Yes	Yes
Capacidad de inyección de agua		1,10	1,10	1,10
Flujo de inyección de agua	Mbbl/día	35,00	102,00	128,00
Inyección de gas		No	No	No
Tasa de inyección de gas		-	-	-
Tasa de elevación del gas		-	-	-
Relación Gas - Petróleo	scf/bbl	2440,00	2440,00	2440,00
Factor de diseño		1,10	1,10	1,10
Distancia a la base de operaciones	km	30,00	30,00	30,00
Distancia al punto de entrega	km	30,00	30,00	30,00
Reservas	MMbbl	100,00	300,00	500,00
Terreno		Jungla	Jungla	Jungla
Elevación	m	100,00	100,00	100,00
Profundidad del reservorio	m	1800,00	1800,00	1800,00
Presión del reservorio	bara	245,00	245,00	245,00
Longitud del reservorio	km	4,47	7,75	10,00
Ancho del reservorio	km	2,24	3,87	5,00
Características del fluido				
Densidad del petróleo @ STP	°API	30,50	30,50	30,50
Contenido de CO2	%	5,95	5,95	5,95
Crudo ceroso		No	No	No
Contenido de H2S	ppm	0,00	0,00	0,00
Peso molecular del gas		30,80	30,80	30,80
Corte inicial de agua	%	10,00	10,00	10,00
Características del perfil de producción				
Tasa del plato	Mbbl/día	26,00	76,00	95,20
Productividad	MMbbl/pozo	8,00	8,00	8,00
Flujo máximo del pozo	Mbbl/día	2,00	2,00	2,00
Salida máxima de perforación	km	3,00	3,00	3,00
Años hasta el plato de producción	año	2,00	2,00	3,00
Duración del plato de producción	año	6,00	6,00	7,00
Tiempo de vida del campo	año	20,00	25,00	25,00
Días de funcionamiento	día	350,00	350,00	350,00
Temperatura ambiente mínima	°C	5	5	5
Temperatura ambiente máxima	°C	20	20	20
Número de pozos				
Pozos de producción		13	38	63
Pozos de inyección de agua		6	16	26
Levantamiento artificial		No	No	No
Tipo de elevación artificial		-	-	-
Tipo de pozos bombeados		-	-	-
Pozos de inyección de gas		-	-	-
Desviación máxima del pozo		60,00	60,00	60,00
Desviación máxima del pozo	barg	195	195	195
Presión de la cabeza del pozo	barg	161	161	164
Corriente de la cabeza del pozo	°C	70	70	70
Presión de inyección de agua	barg	134	134	134
Presión de inyección de gas	barg	230	230	230
Presión de elevación de gas	barg	215	215	215

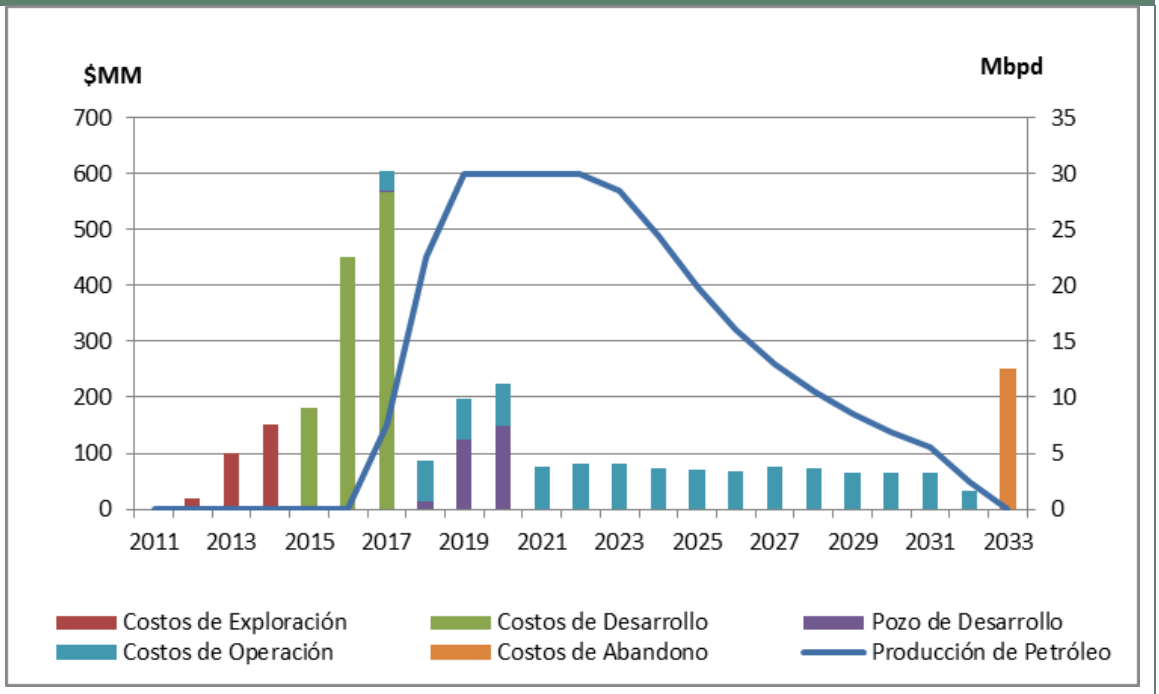
14.2 Escenarios de Producción Petróleo Offshore

Tabla 33. Estructura de costos - Haití

	100 MMBbl		300 MMBbl		500 MMBbl	
	MMUS$	Costo/BOE	MMUS$	Costo/BOE	MMUS$	Costo/BOE
Producción de petróleo	100		300		500	
Transporte y procesamiento FOB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costo de exploración	270.0	2.7	270.0	0.9	270.0	0.5
Costo de desarrollo	1199.3	12.0	1393.6	4.6	1857.2	3.7
Pozo de desarrollo	292.3	2.9	843.2	2.8	1446.1	2.9
Capital de reemplazo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costo de operación	1078.2	10.8	1910.0	6.4	3576.2	7.2
Costo de abandono	251.6	2.5	496.8	1.7	838.0	1.7
Costo total	3091.3	30.9	4913.6	16.4	7987.4	16.0

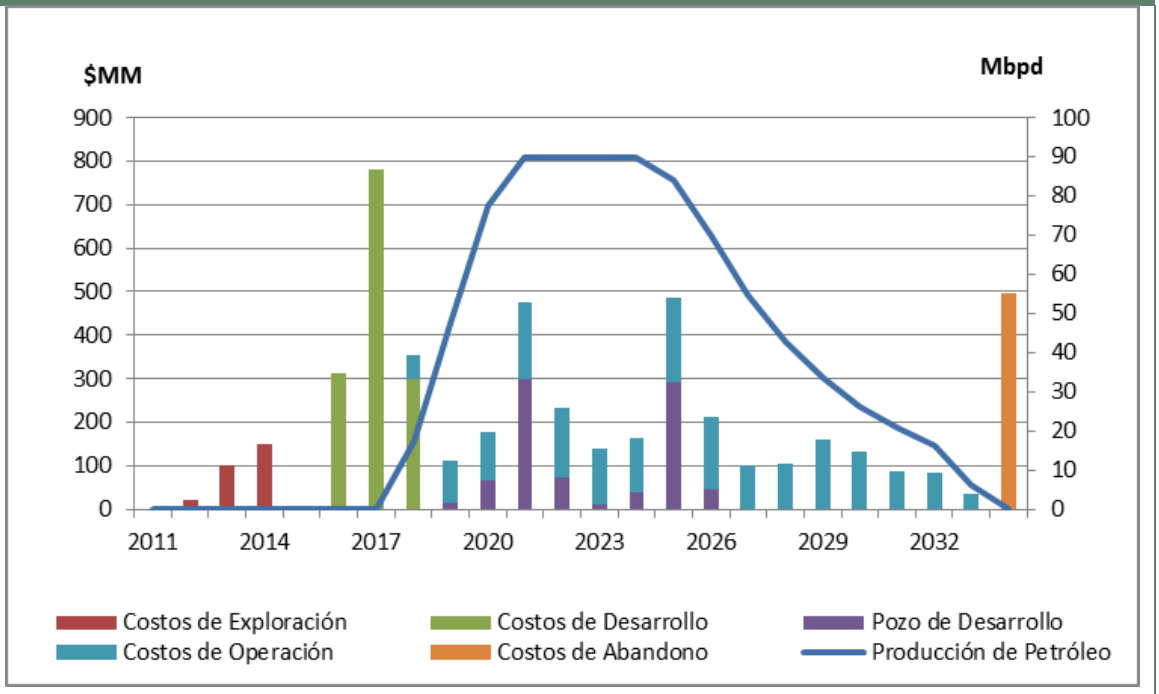
Gráfico 36: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Haití

Gráfico 37: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Haití 100 MMBbl



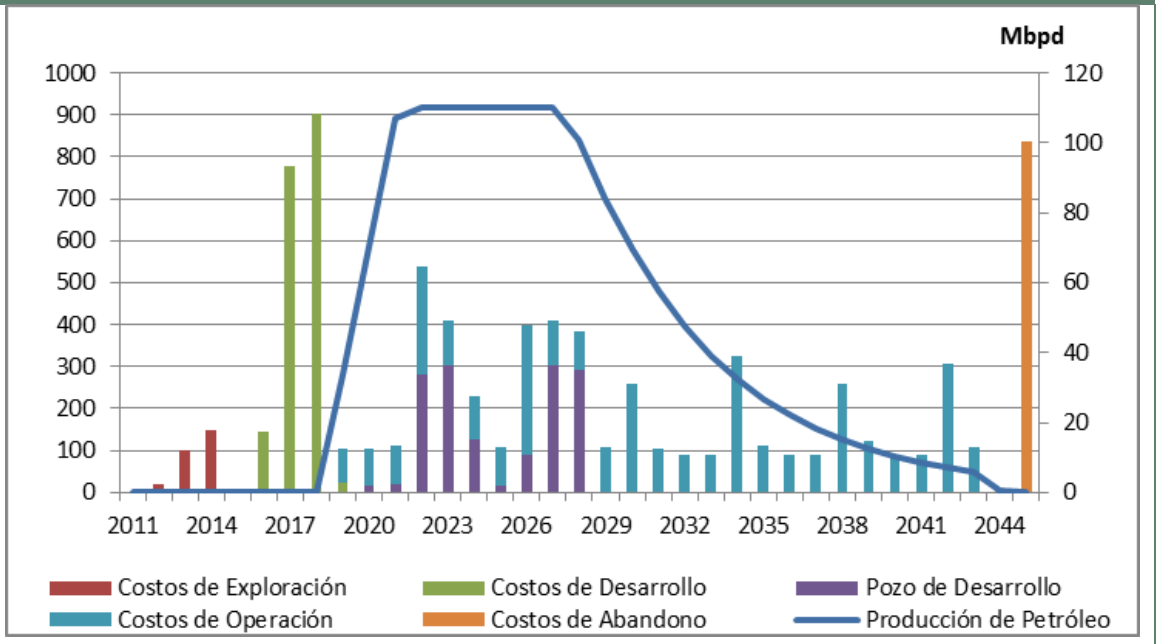
Fuente: Canales Auty

Gráfico 38: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Haití 300 MMBbl



Fuente: Canales Auty

Gráfico 39: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Haití 500 MMBbl



Fuente: Canales Auty

Tabla 34. Supuestos del Proyectos de Petróleo Offshore - Haití

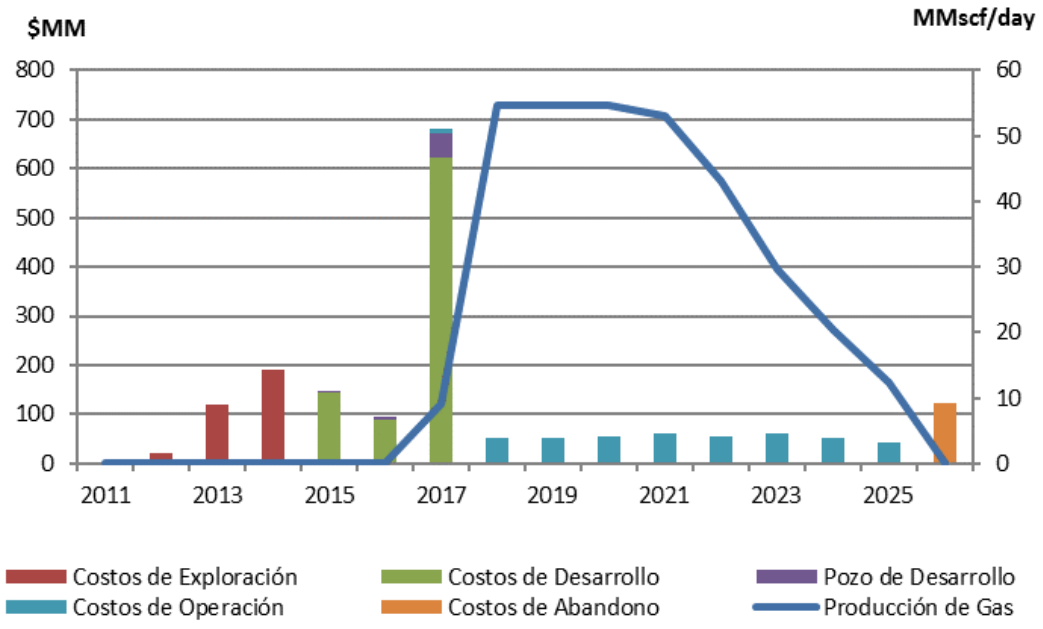
Nombre del proyecto		Haiti 100 MMbbl	Haiti 300 MMbbl	Haiti 500 MMbbl
Número de escenario		68	69	70
Tipo de desarrollo		Petróleo	Petróleo	Petróleo
Concepto del Desarrollo		Tension Leg Platform (TLP)	Spar buoy + Subsea tie-back	Spar buoy + Subsea tie-back
Entrada general	**Unidad**			
Flujo de producción de petróleo	Mbbl/día	33.00	99.00	121.00
Flujo de gas asociado	MMscf/día	8.35	25.00	30.60
Flujo de líquidos brutos	Mbbl/día	36.70	110.00	134.00
Inyección de gas		Yes	Yes	Yes
Flujo de inyección de gas	MMscf/día	8.35	25.00	30.60
Relación Gas - Petróleo	scf/bbl	253.00	253.00	253.00
Factor de diseño		1.10	1.10	1.10
Reservas	MMbbl	100.00	300.00	500.00
Profundidad del agua	m	1650.00	1650.00	1650.00
Profundidad del reservorio	m	3000.00	3000.00	3000.00
Presión del reservorio	bara	303.00	303.00	303.00
Longitud del reservorio	km	4.47	7.75	10.00
Ancho del reservorio	km	2.24	3.87	5.00
Características del líquido				
Densidad del petróleo @ STP	°API	40.00	40.00	40.00
Contenido de CO2	%	0.00	0.00	0.00
Corte inicial de agua	%	10.00	10.00	10.00
Contenido de H2S	ppm	0.00	0.00	0.00
Peso molecular del gas		30.00	30.00	30.00
Características del perfil de producción				
Tasa del plato	Mbbl/día	30.00	90.00	110.00
Productividad	MMbbl/pozo	16.00	16.00	16.00
Flujo máximo del pozo	Mbbl/día	6.00	6.00	6.00
Salida máxima de perforación	km	3.00	3.00	3.00
Años hasta el plato de producción	año	1.00	2.00	2.00
Duración de la meseta	año	5.00	5.00	7.00
Tiempo de vida del campo	año	15.00	15.00	25.00
Días de funcionamiento	día	350.00	350.00	350.00
Métodos de exportación				
Método de exportación de petróleo		Oleoducto hacia la costa	offshore loading	Oleoducto hacia la costa
Distancia al punto de entrega	km	120	1	120
Método de exportación de gas		Inyección dentro del reservorio	Inyección dentro del reservorio	Inyección dentro del reservorio
Método de exportación de gas		0	0	0
Número de pozos				
Pozos de producción		7	19	32
Pozos de inyección de agua		3	8	13
Pozos de inyección de gas		1	1	2
Otros datos del campo				
Distancia a la base de operaciones	km	120	120	120
Distancia al punto de entrega	km	120	120	120
Paso máximo de perforación	km	3	3	3
Temperatura ambiente máxima	°C	32	32	32

14.3 Escenarios de Producción Gas Natural Offshore

Tabla 35. Estructura de costos – México y Noruega

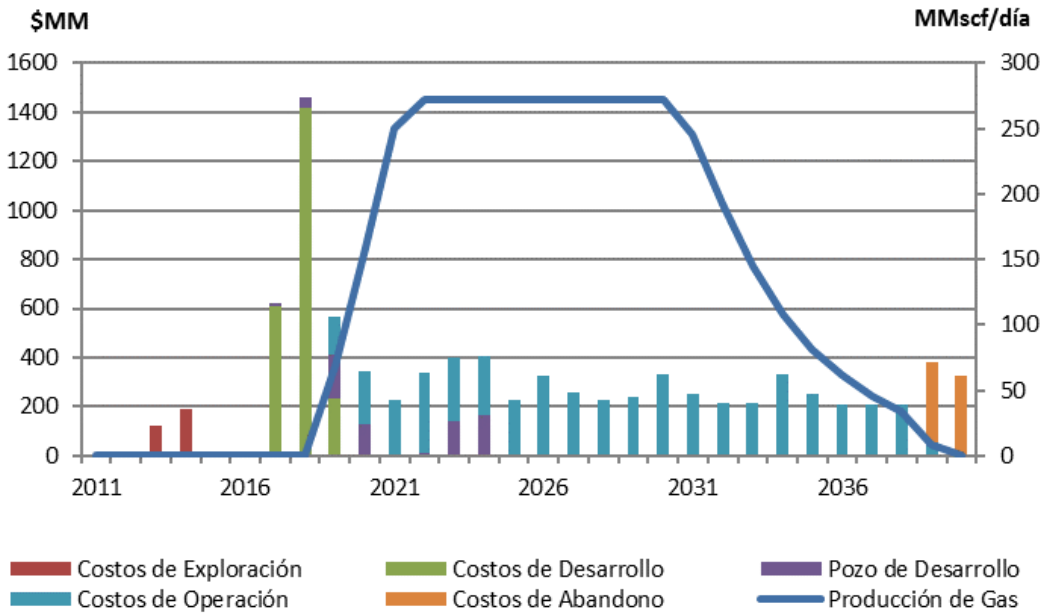
	MEXICO – 0.37 TCF		NORUEGA – 1.5 TCF		NORUEGA - 3 TCF	
	MMUS$	Costo/BOE	MMUS$	Costo/BOE	MMUS$	Costo/BOE
Producción de gas	0,1		0,2		0,3	
Transporte y procesamiento FOB	15849,2	0,0	15872,0	0,0	19788,6	0,0
Costo de exploración	330,0	16,1	330,0	11,4	330,0	5,6
Costo de desarrollo	857,3	41,7	767,6	26,5	420,2	7,1
Pozo de desarrollo	56,0	2,7	21,8	0,8	112,0	1,9
Capital de reemplazo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo de operación	437,3	21,3	359,3	12,4	377,5	6,4
Costo de abandono	122,5	6,0	136,3	4,7	149,7	2,5
Costo total	**17652,3**	**87,8**	**17487,1**	**55,7**	**21178,0**	**23,4**

Gráfico 40: CAPEX. OPEX y perfil de producción – México 0,37 TCF



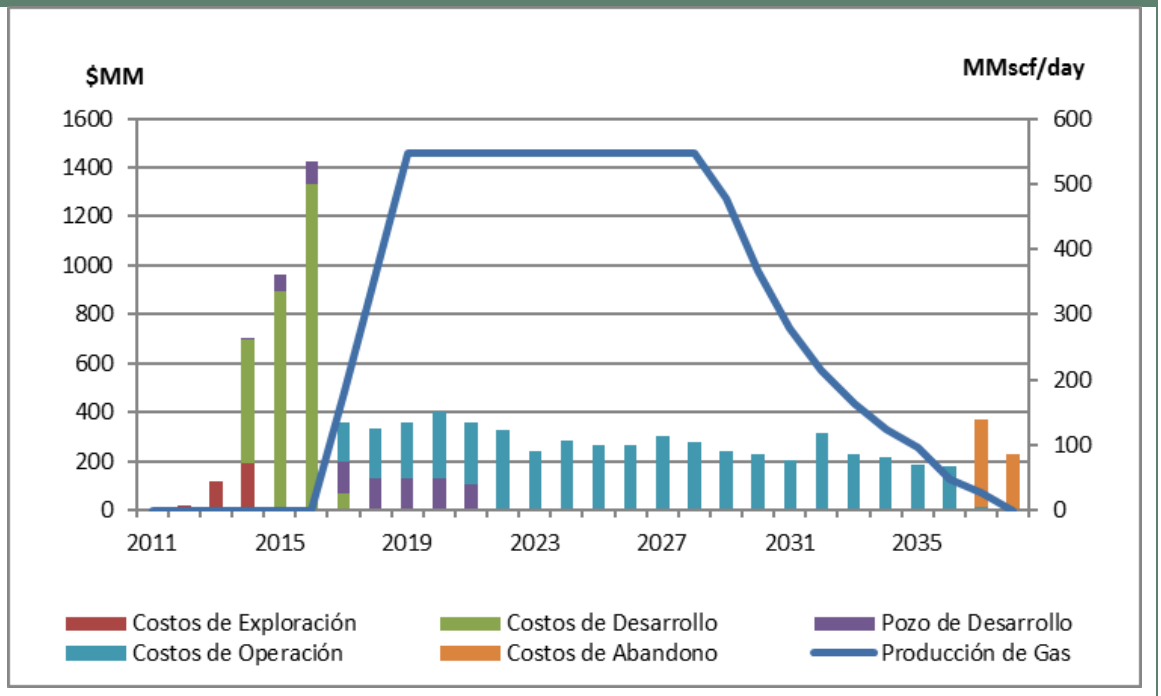
Fuente: Canales Auty

Gráfico 41: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Noruega 1,5 TCF



Fuente: Canales Auty

Gráfico 42: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Noruega 3 TCF



Fuente: Canales Auty

Tabla 36. Supuestos de Proyectos de Gas Offshore

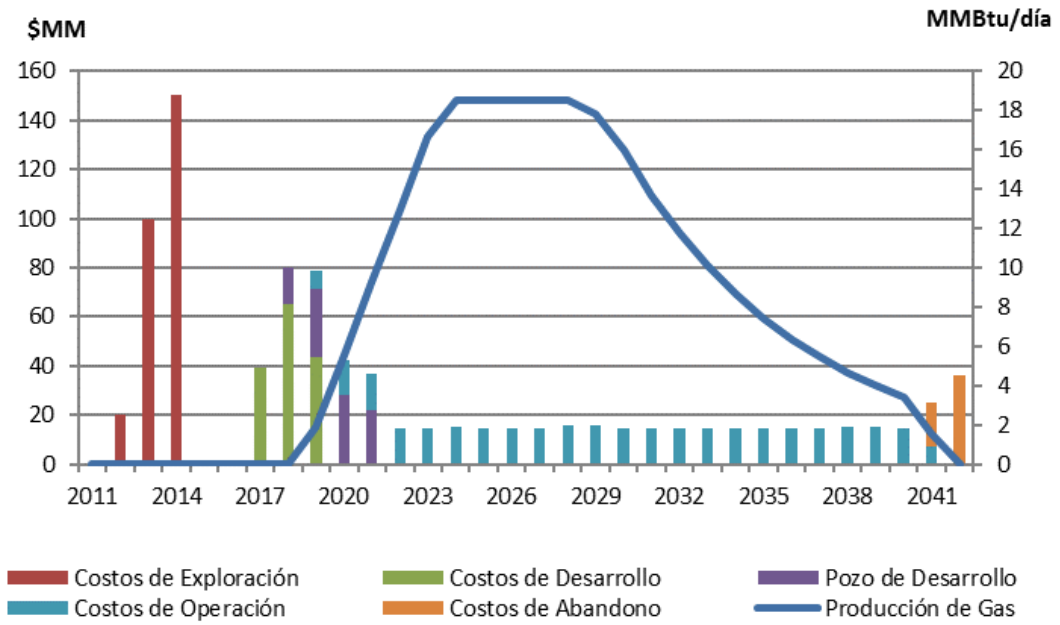
Nombre del proyecto		México Sureste Basin 381Bscf	Noruega 390Bcf	Noruega 780 Bcf
Número de escenario		101	120	121
Tipo de desarrollo		Gas	Gas	Gas
Concepto de desarrollo		Production platform	Semi-submersible + Subsea tie-back	Gravity Base Structure (GBS)
Entrada general				
Flujo de producción de gas	Mbbl/día	195,00	390,00	780,00
Flujo de producción de líquidos asociados	Mbbl/día	6,82	24,30	59,00
Flujo de producción de líquidos gruesos	Mbbl/día	6,89	24,60	59,60
Inyección de agua		No	No	Yes
Capacidad de inyección de agua		0,00	-	1,10
Flujo de inyección de agua	Mbbl/día	0,00	-	65,50
Inyección de gas		No	No	Yes
Tasa de inyección de gas	MMscf/día	0,00	-	780,00
Relación de condensación de gas		35,00	62,40	75,60
Factor de oscilación		1,30	1,30	1,30
Reservas	Bscf	381,00	148,00	300,00
Profundidad del agua	m	60,70	286,00	179,00
Profundidad del reservorio	m	3450,00	2540,00	2260,00
Presión del reservorio	bara	441,00	293,00	251,00
Longitud del reservorio	km	6,17	6,09	17,30
Ancho del reservorio	km	3,09	6,09	8,66
Características del fluido				
Densidad del petróleo @ STP	°API	28,00	37,70	0,00
Contenido de CO2	%	3,70	2,78	0,00
Corte inicial de agua	%	1,00	1,00	35,70
Contenido de H2S	ppm	18600,00	25,20	5210,00
Peso molecular del gas		20,20	19,70	20,30
Características del perfil de producción				
Tasa del plato	MMscf/día	150,00	300,00	600,00
Productividad	MMscf/pozo	80000,00	80000,00	80000,00
Flujo máximo del pozo	MMscf/día	30,00	30,00	30,00
Salida máxima de perforación	km	3,00	3,00	3,00
Años hasta el plato de producción	año	1,00	2,00	2,00
Duración del plato de producción	año	4,00	10,00	10,00
Tiempo de vida del campo	año	10,00	20,00	20,00
Días de funcionamiento	día	350,00	350,00	350,00
Métodos de exportación				
Método de exportación de condensado		inject into gas line	offshore loading	offshore loading
Distancia al punto de entrega	km	0	1	1
Método de exportación de gas		Gasoducto a la costa	Gasoducto a la costa	Gasoducto a la costa
Distancia al punto de entrega	km	120	120	120
Número de pozos				
Pozos de producción		5	19	38
Pozos de inyección de agua		-	-	0
Pozos de inyección de gas		-	-	26
Otros datos del campo				
Distancia a la base de operaciones	km	120	120	120
Distancia al punto de entrega	km	120	120	120
Paso máximo de perforación	km	3	3	3
Temperatura ambiente máxima	°C	27	22	22

14.4 Escenarios de Producción Gas Natural Onshore

Tabla 37. Estructura de costos – Bolivia

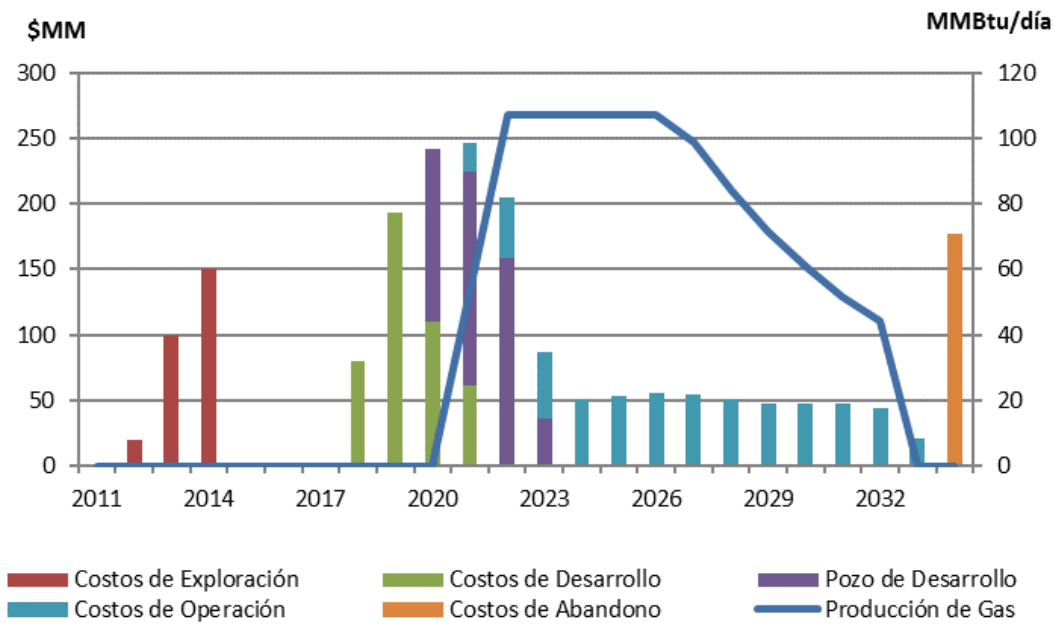
	250 BCF		1000 BCF		3000 BCF	
		Costo/BOE		Costo/BOE		Costo/BOE
Producción de Gas	250		1000		3000	
Transporte y procesamiento FOB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo de exploración	270,0	29,1	270,0	7,3	270,0	2,4
Costo de desarrollo	148,3	16,0	444,8	12,0	260,1	2,3
Pozo de desarrollo	93,2	10,1	488,7	13,2	850,3	7,7
Capital de reemplazo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo de operación	326,1	35,2	591,9	16,0	789,2	7,1
Costo de abandono	54,2	5,8	177,0	4,8	343,0	3,1
Costo total	891,9	96,2	1972,4	53,3	2512,6	22,7

Gráfico 43: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Bolivia 0,25 TCF



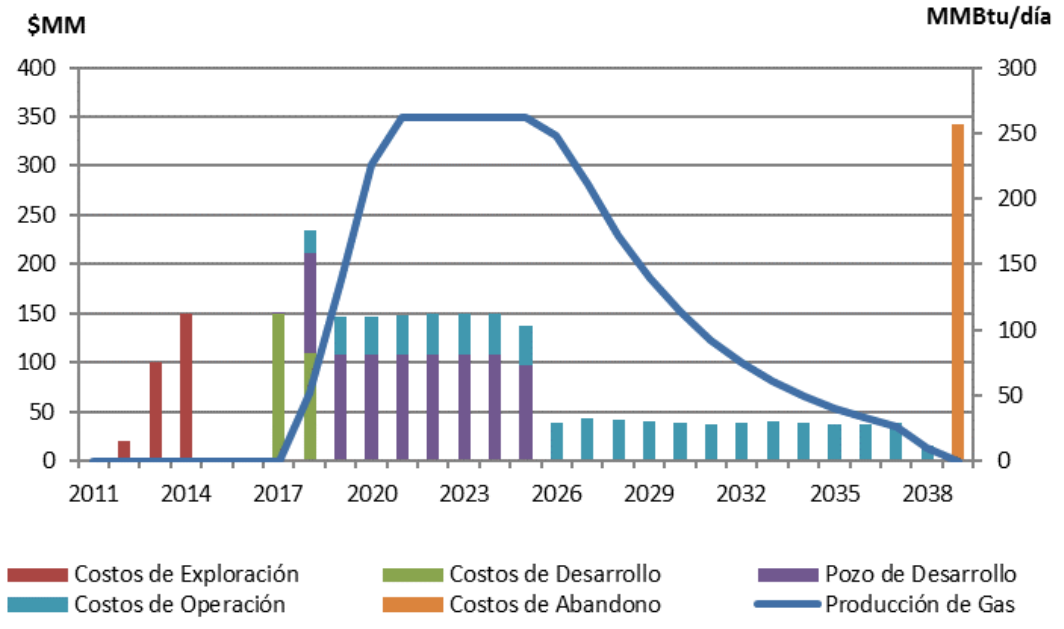
Fuente: Canales Auty

Gráfico 44: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Bolivia 1 TCF



Fuente: Canales Auty

Gráfico 45: CAPEX. OPEX y perfil de producción – Bolivia 3 TCF



Fuente: Canales Auty

Tabla 38. Supuestos de Proyectos de Gas Onshore - Bolivia

Nombre del Proyecto		**Chaco 1 Tscf**	**Chaco 3 Tscf**	**Chaco 6 Tscf**
Número de escenario		4	26	27
Tipo de desarrollo		Gas	Gas	Gas
Concepto del Desarrollo		Múltiples grupos de reservorios para la principal instalación de producción	Reservorio para la instalación principal de producción	Múltiples grupos de reservorios para la principal instalación de producción
Entrada general	**Unidad**			
Flujo de producción de gas	MMscf/día	398.00	975.00	1170.00
Flujo de líquidos asociados	Mbbl/día	14.70	36.00	43.30
Flujo de líquidos brutos	Mbbl/día	14.90	36.40	43.70
Ratio de condensación de gas	bbl/MMpc	37.00	37.00	37.00
Factor de oscilación		1.30	1.30	1.30
Distancia a la base de operaciones	km	30.00	30.00	30.00
Distancia al punto de entrega	km	30.00	30.00	30.00
Reservas	Tscf	1.00	3.00	6.00
Terreno		Montañoso	Montañoso	Montañoso
Elevación	M	100.00	100.00	100.00
Profundidad del reservorio	M	2290.00	2290.00	5290.00
Presión del reservorio	bara	294.00	294.00	679.00
Longitud del reservorio	km	10.00	17.30	24.50
Ancho del reservorio	km	5.00	8.66	12.20
Características del fluido				
Densidad del petróleo @ STP	°API	46.70	46.70	46.70
Contenido de CO2	%	2.21	2.21	2.21
Crudo ceroso		No	No	No
Contenido de H2S	ppm	0.00	0.00	0.00
Peso molecular del gas		19.60	19.60	19.60
Corte inicial de agua	%	1.00	1.00	1.00
Características del perfil de producción				
Tasa del plato	MMscf/día	306.00	750.00	900.00
Productividad	MMscf/pozo	30000.00	100000.00	90000.00
Flujo máximo del pozo	MMscf/día	10.00	25.00	140.00
Salida máxima de perforación	km	3.00	3.00	3.00
Años hasta el plato de producción	Año	1.00	2.00	3.00
Duración del plato de producción	Año	5.00	6.00	15.00
Tiempo de vida del campo	Año	12.00	20.00	25.00
Días de funcionamiento	día	350.00	350.00	350.00
Temperatura mínima del ambiente	°C	-3	-3	-3
Temperatura máxima del ambiente	°C	15	15	15
Número de pozos				
Pozos en producción		34	30	30
Pozos de inyección de agua		14	-	12
Pozos de inyección de gas		14	-	39
Desviación máxima del pozo		60	60	60
Presión de la cabeza del pozo	barg	257	257	513
Corriente de la cabeza del pozo	barg	214	211	412
Temperatura de la cabeza del pozo	°C	65	65	125
Presión de inyección de gas	barg	273	273	542
Presión de inyección de agua	barg	161	161	373

15 Anexo 2: Los Resultados de las Políticas Fiscales de los Países Seleccionados

En esta sección se procede a evaluar los regímenes fiscales de Trinidad y Tobago, Guyana, Noruega y Uruguay. El análisis está enfocado en mejorar el entendimiento de estos regímenes fiscales y como se compara un régimen fiscal contra otros. Para este fin se procede a utilizar el modelo económico descrito con anterioridad.

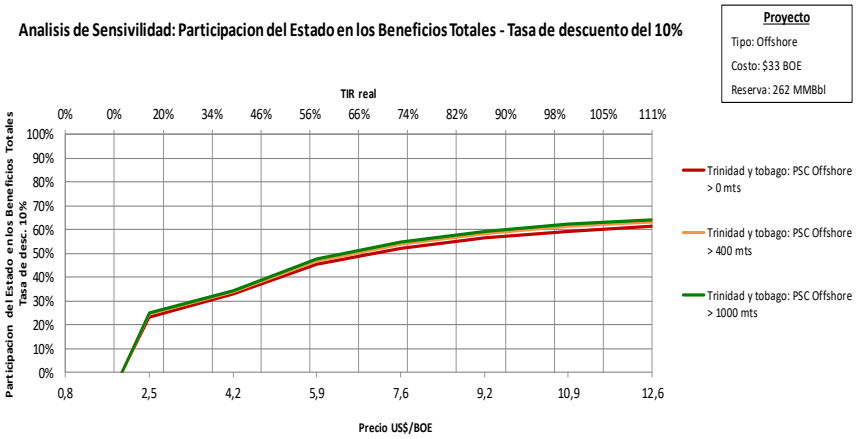
La información de los perfiles de inversión y sus características técnicas utilizados en el análisis del régimen fiscal de los países seleccionados se detallan en el Anexo1.

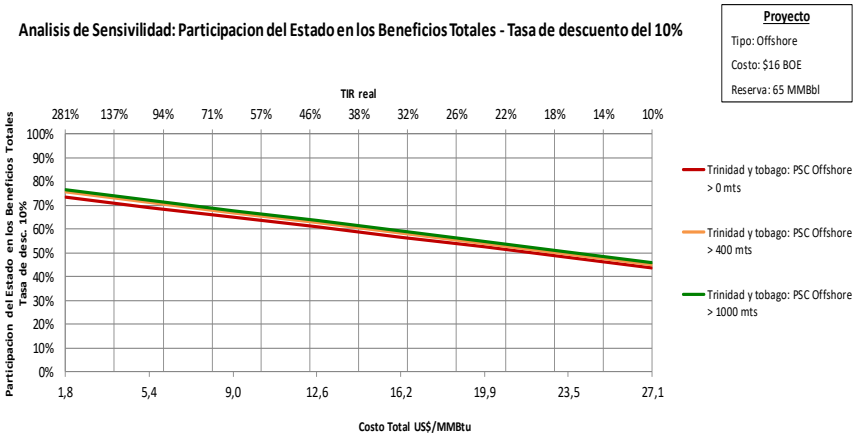
15.1 Trinidad y Tobago

15.1.1 Gas Offshore

Gráfico 46: Trinidad y Tobago – Escenario Gas Natural Offshore 0.369 TCF







Fuente: Canales Auty

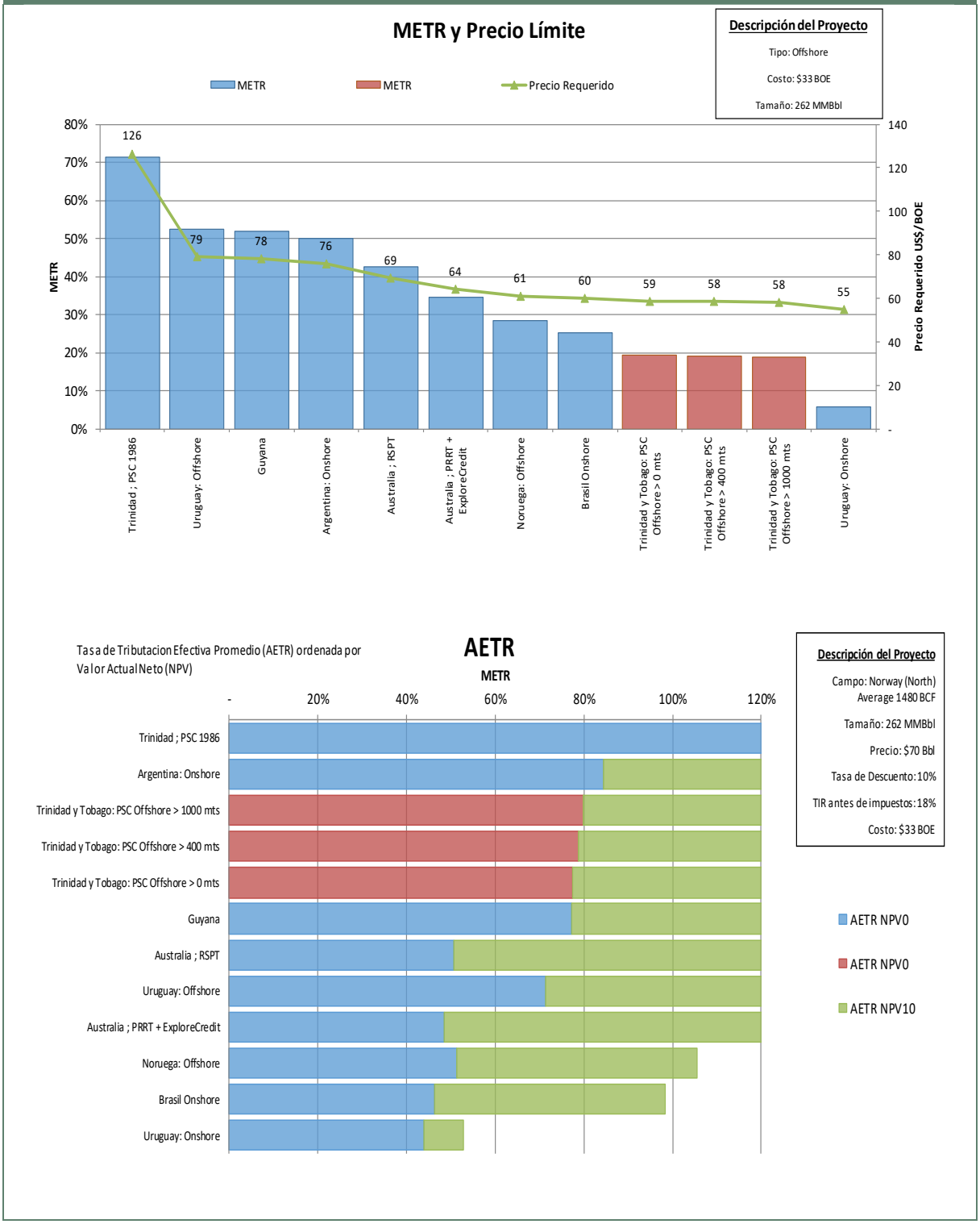
Tabla 39. Trinidad y Tobago – Escenario Gas Natural Offshore 0.369 TCF

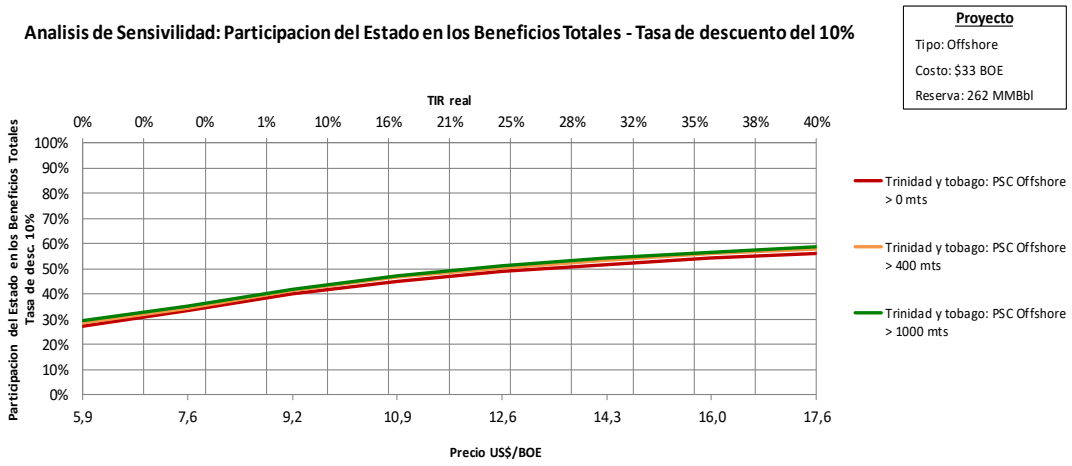
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 26 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR > 100% a una tasa de descuento del 10 un AETR tan alto indica que el proyecto no es viable.
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 2.5 - 12 US$/MMBTU Participación del Estado 30% - 60%
A4	Progresividad Costos y TIR	Variación de costo 1.8 – 27 US$/BOE Participación del Estado 78% - 40%

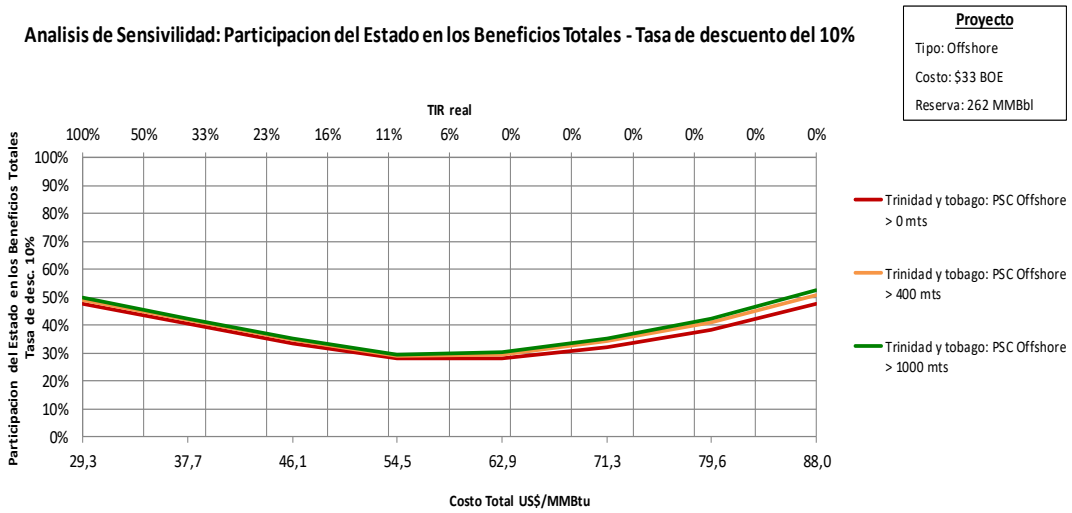
Fuente: Canales Auty

Gráfico 47: Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.4 TCF

Gráfico 48: Trinidad y Tobago – Escenario Gas Natural Offshore 0.369 TCF







Fuente: Canales Auty

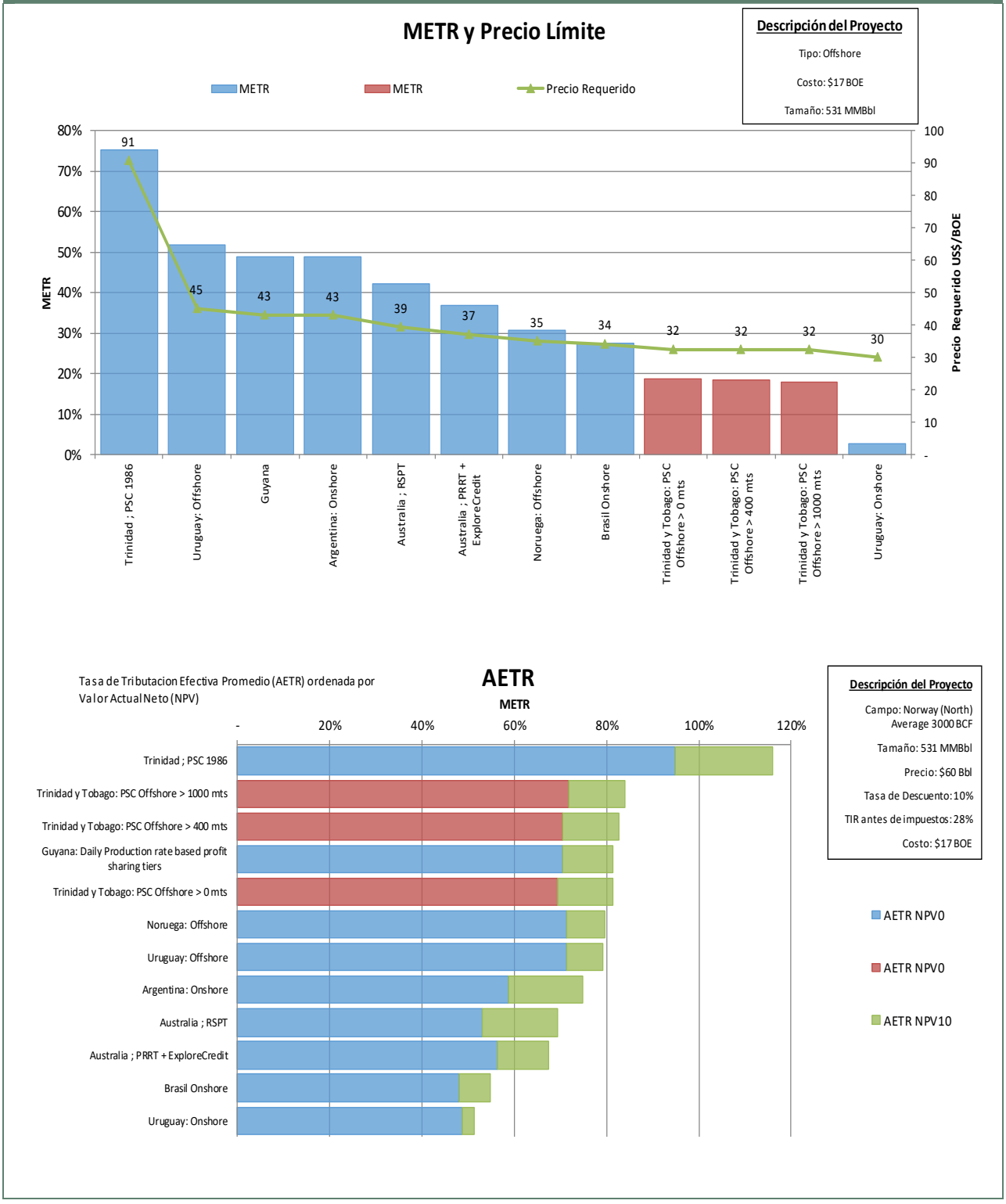
Tabla 40. Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.4 TCF

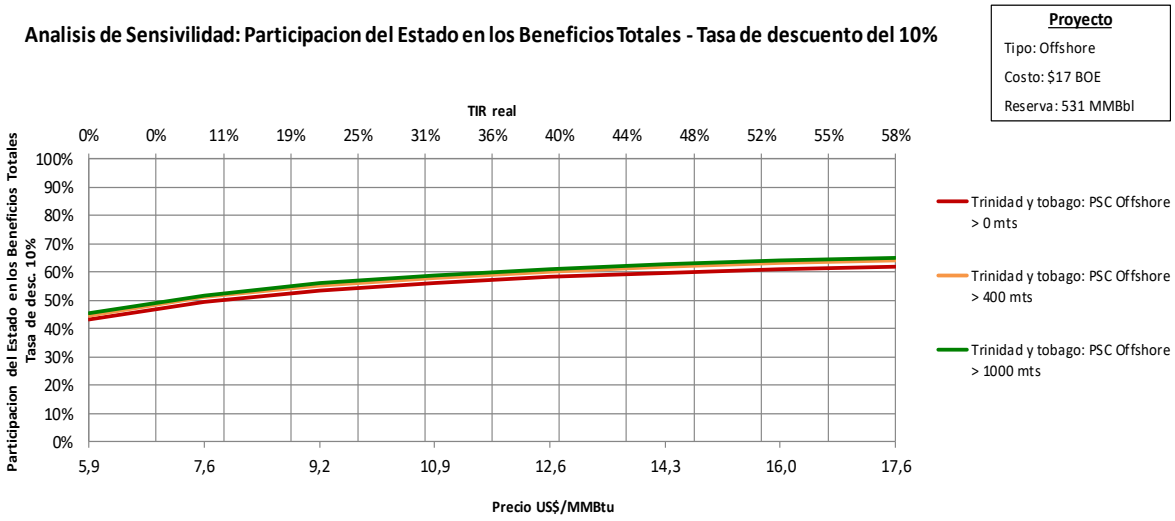
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 58US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR > 100% a una tasa de descuento del 10 un AETR tan alto indica que el proyecto no es viable.
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 5.9 - 17 US$/MMBTU Participación del Estado 30% - 60% Variación de costo 29 – 54 US$/BOE Participación del Estado 50% - 30%
A4	Progresividad Costos y TIR	

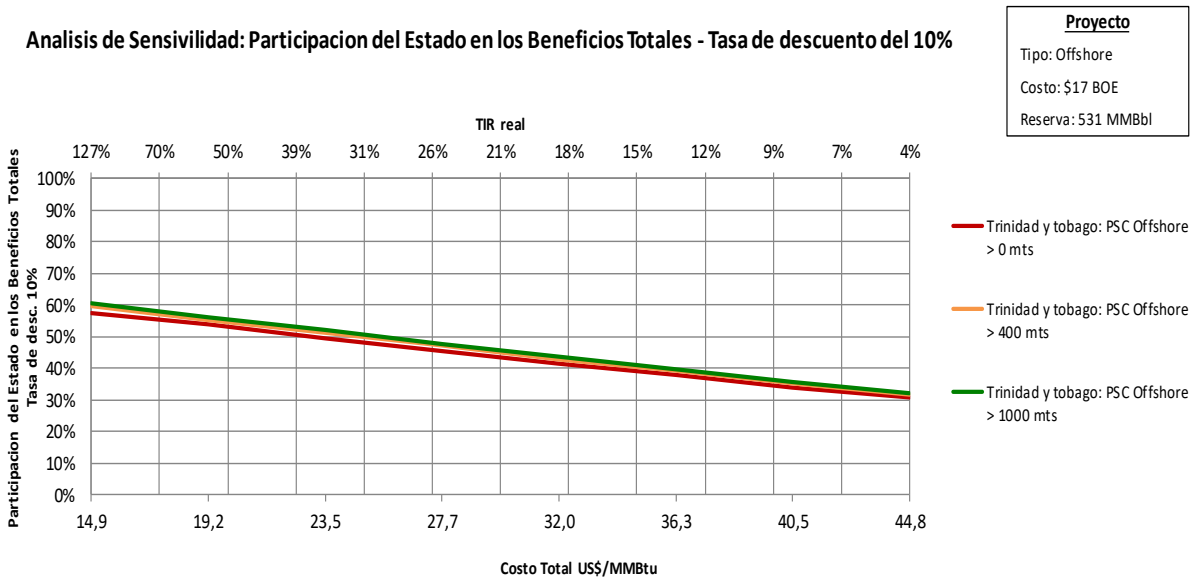
Fuente: Canales Auty

Gráfico 49: Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.5 TCF

Gráfico 50: Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.5 TCF







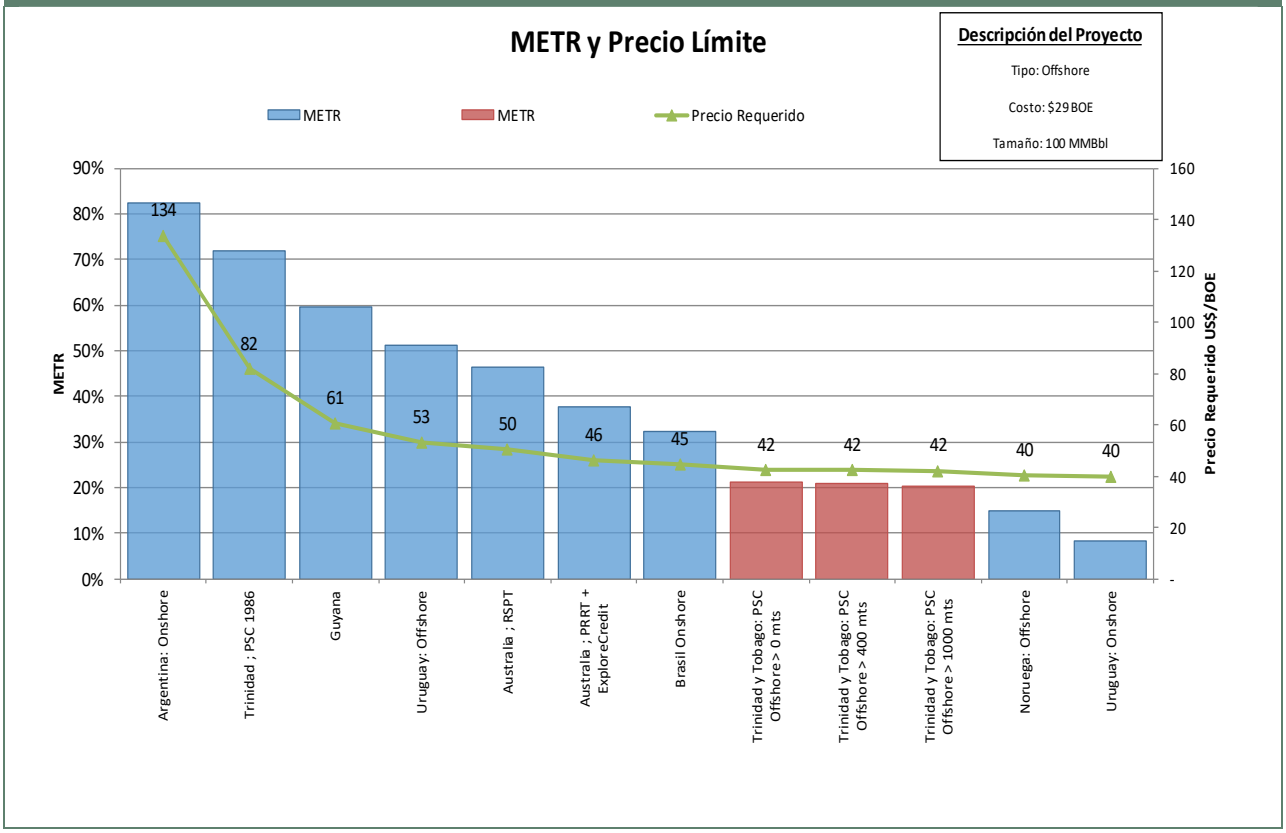
Fuente: Canales Auty

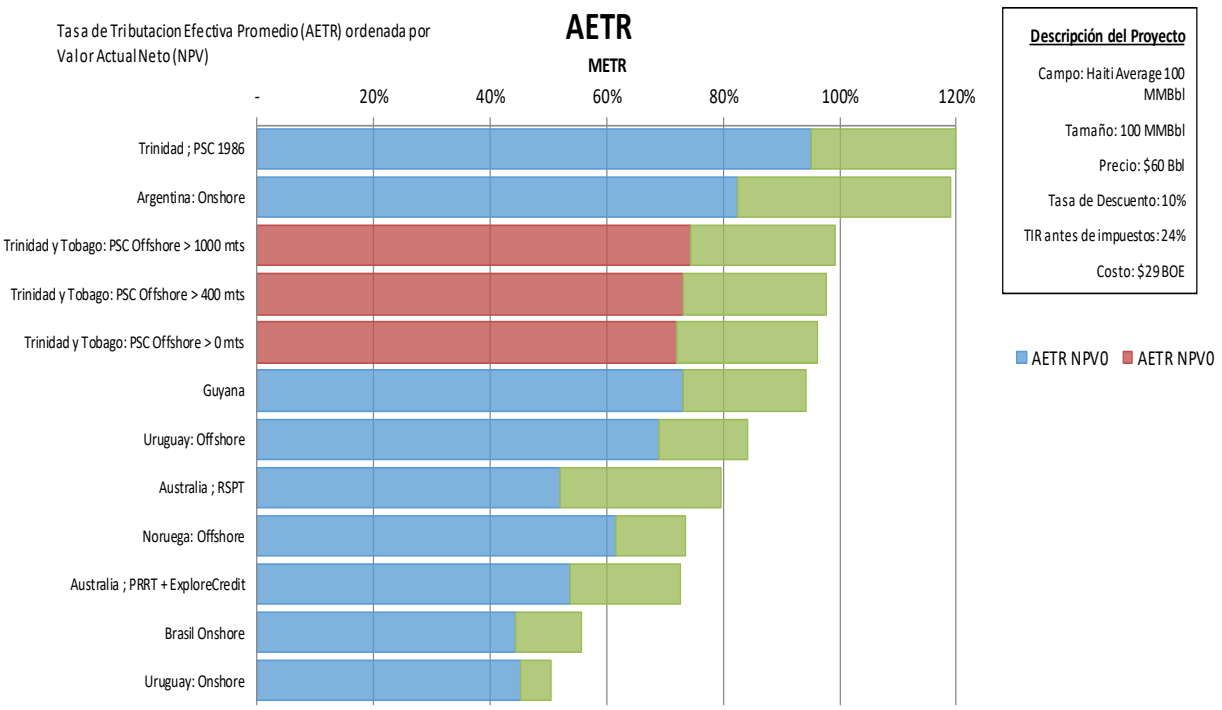
Tabla 41. Trinidad y Tobago – Escenario Noruega 1.5 TCF

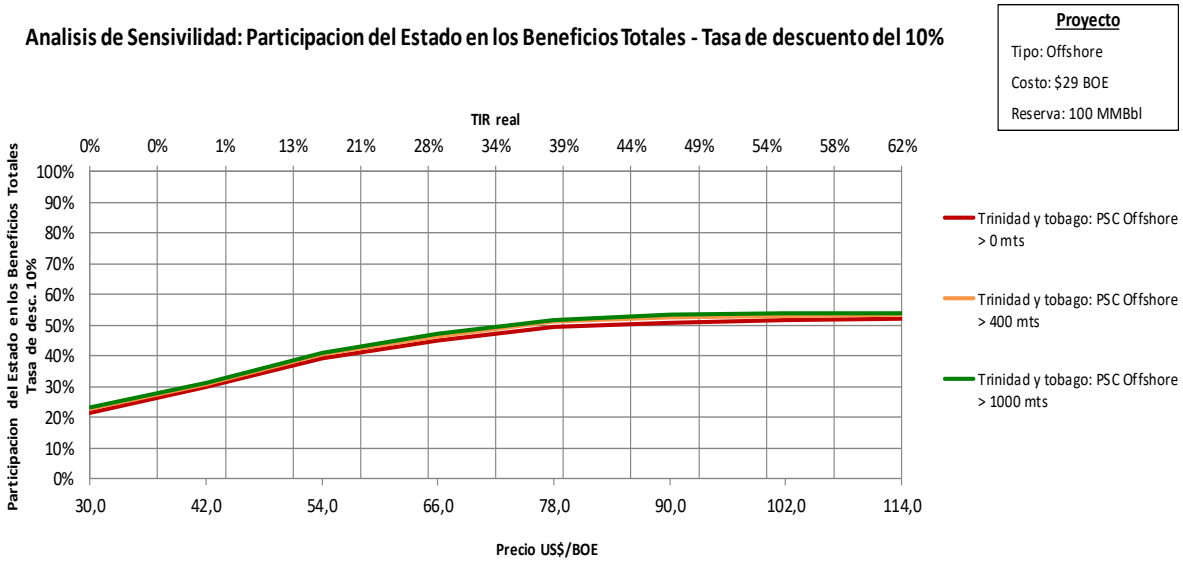
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 42 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es de 95% y 99% a una tasa de descuento del 10% y es el 3ro al 5to más alto del grupo. Un AETR tan alto indica que el proyecto no es viable.
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 5.9 - 17 US$/MMBTU Participación del Estado 40% - 68% Variación de costo 14 – 44 US$/BOE Participación del Estado 60% - 30%
A4	Progresividad Costos y TIR	

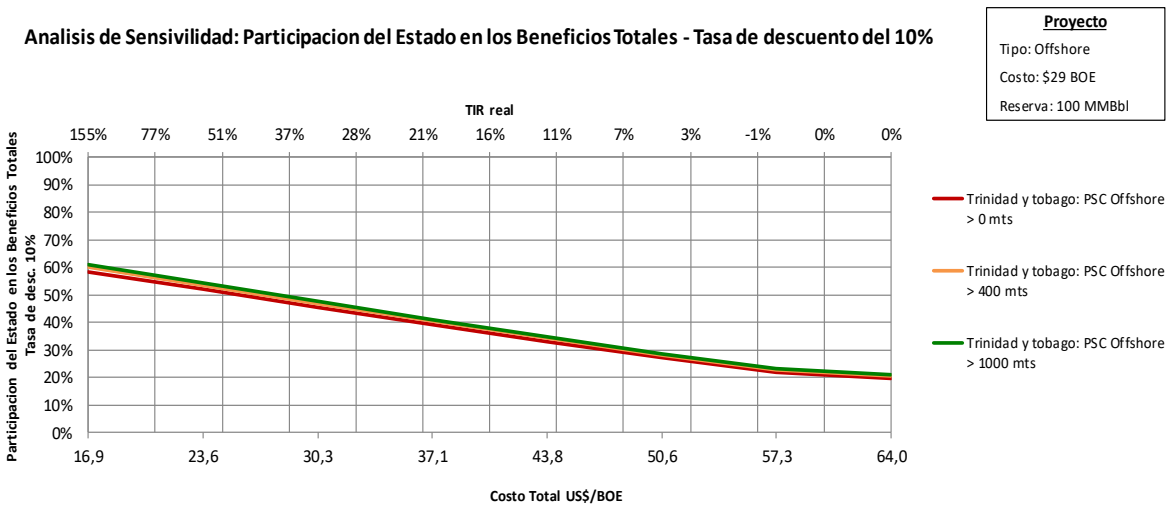
Fuente: Canales Auty

Gráfico 51: Trinidad y Tobago – Escenario Haití 100 MMBbl




Tasa de Tributacion Efectiva Promedio (AETR) ordenada por Valor Actual Neto (NPV)
AETR
METR
- 20% 40% 60% 80% 100% 120%
Trinidad ; PSC 1986
Argentina: Onshore
Trinidad y Tobago: PSC Offshore > 1000 mts
Trinidad y Tobago: PSC Offshore > 400 mts
Trinidad y Tobago: PSC Offshore > 0 mts
Guyana
Uruguay: Offshore
Australia ; RSPT
Noruega: Offshore
Australia ; PRRT + ExploreCredit
Brasil Onshore
Uruguay: Onshore
Descripción del Proyecto
Campo: Haiti Average 100 MMBbl
Tamaño: 100 MMBbl
Precio: $60 Bbl
Tasa de Descuento: 10%
TIR antes de impuestos: 24%
Costo: $29 BOE
AETR NPV0
AETR NPV0


Analisis de Sensivilidad: Participacion del Estado en los Beneficios Totales - Tasa de descuento del 10%
TIR real
0% 0% 1% 13% 21% 28% 34% 39% 44% 49% 54% 58% 62%
Participacion del Estado en los Beneficios Totales Tasa de desc. 10%
100% 90% 80% 70% 60% 50% 40% 30% 20% 10% 0%
30,0 42,0 54,0 66,0 78,0 90,0 102,0 114,0
Precio US$/BOE
Proyecto
Tipo: Offshore
Costo: $29 BOE
Reserva: 100 MMBbl
Trinidad y tobago: PSC Offshore > 0 mts
Trinidad y tobago: PSC Offshore > 400 mts
Trinidad y tobago: PSC Offshore > 1000 mts



Fuente: Canales Auty

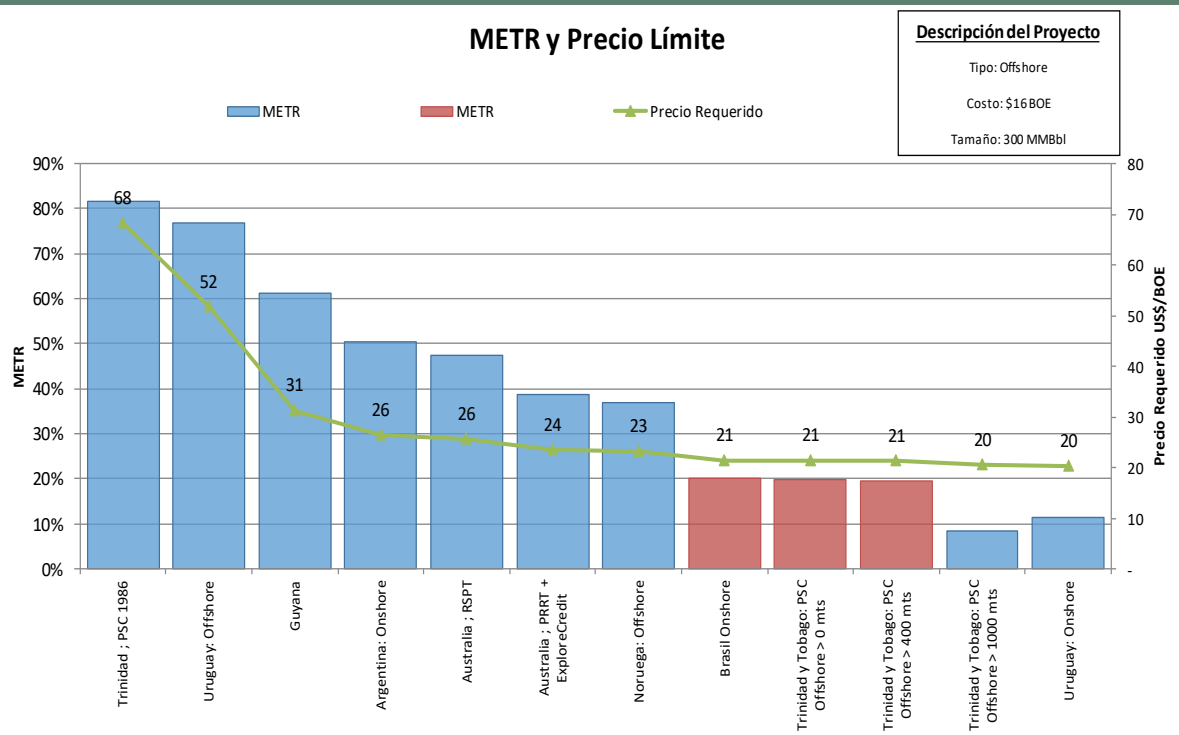
15.1.2 Petróleo Offshore

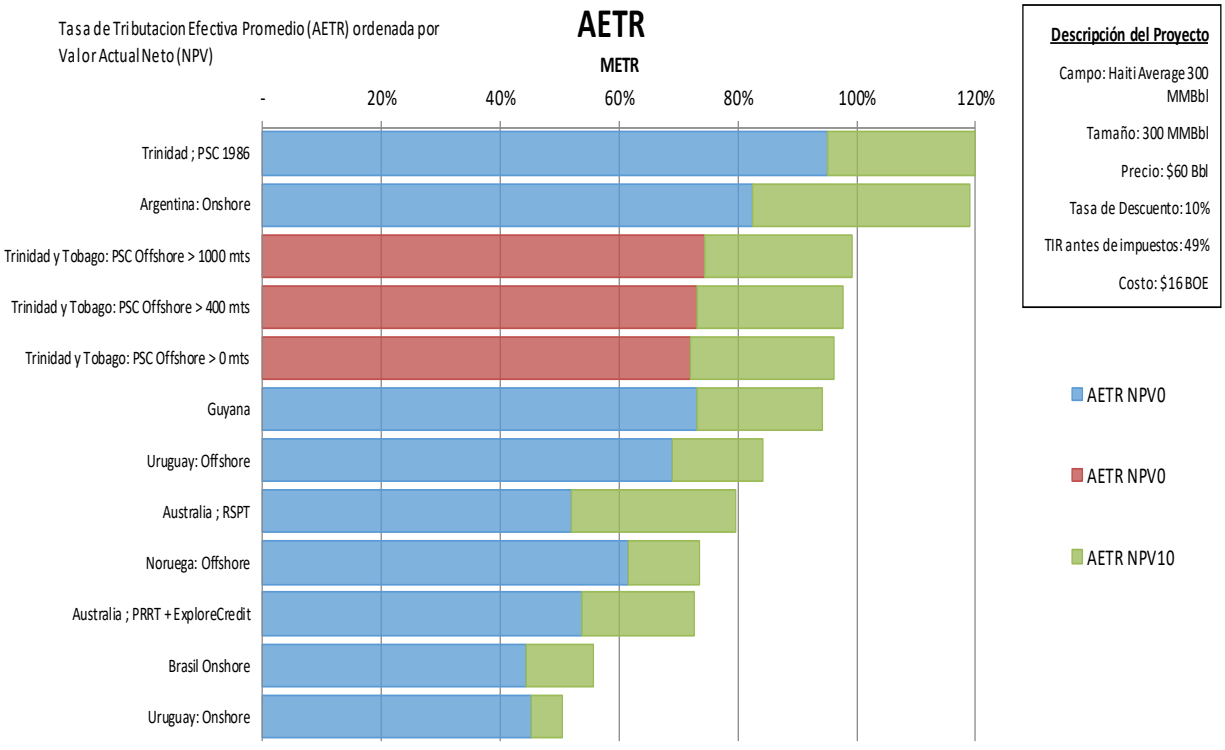
Tabla 42. Trinidad y Tobago – Escenario Haití 100 MMBbl

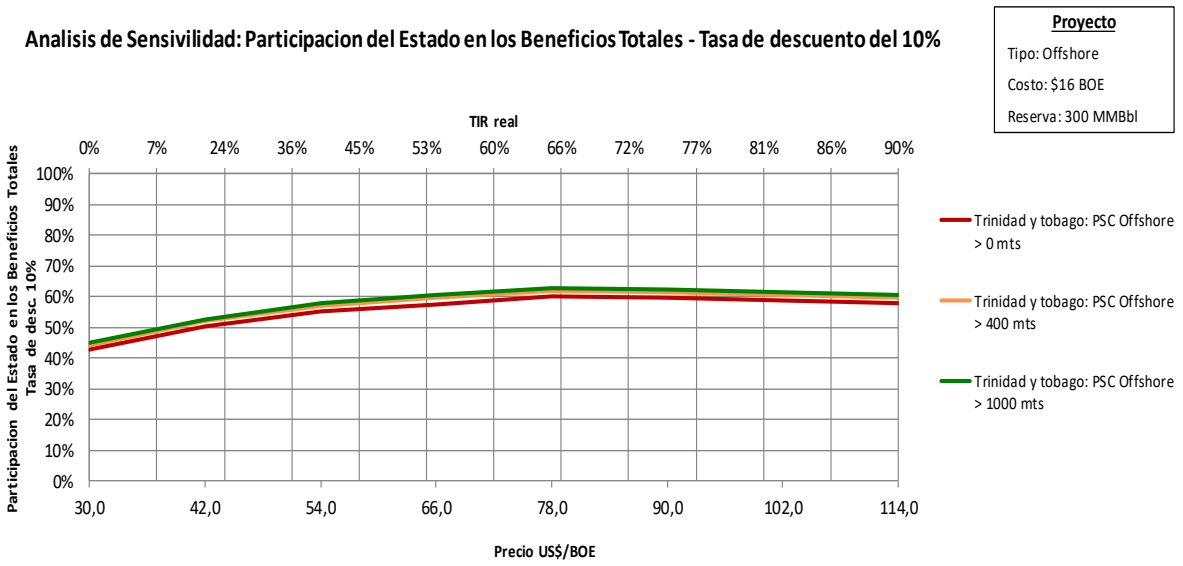
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 42 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es de 95% y 99% a una tasa de descuento del 10% y es el 3ro al 5to más alto del grupo. Un AETR tan alto indica que el proyecto no es viable.
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 30 - 114 US$/MMBTU Participación del Estado 20% - 50% Variación de costo 16 – 64 US$/BOE Participación del Estado 60% - 20%
A4	Progresividad Costos y TIR	

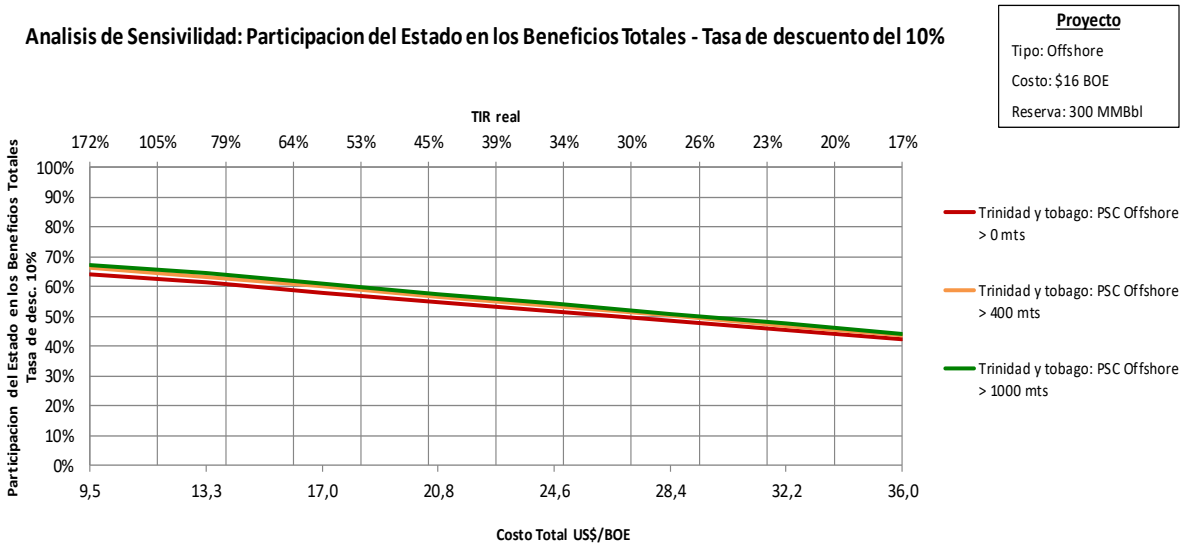
Fuente: Canales Auty

Gráfico 52: Trinidad y Tobago – Escenario Haití 300 MMBbl









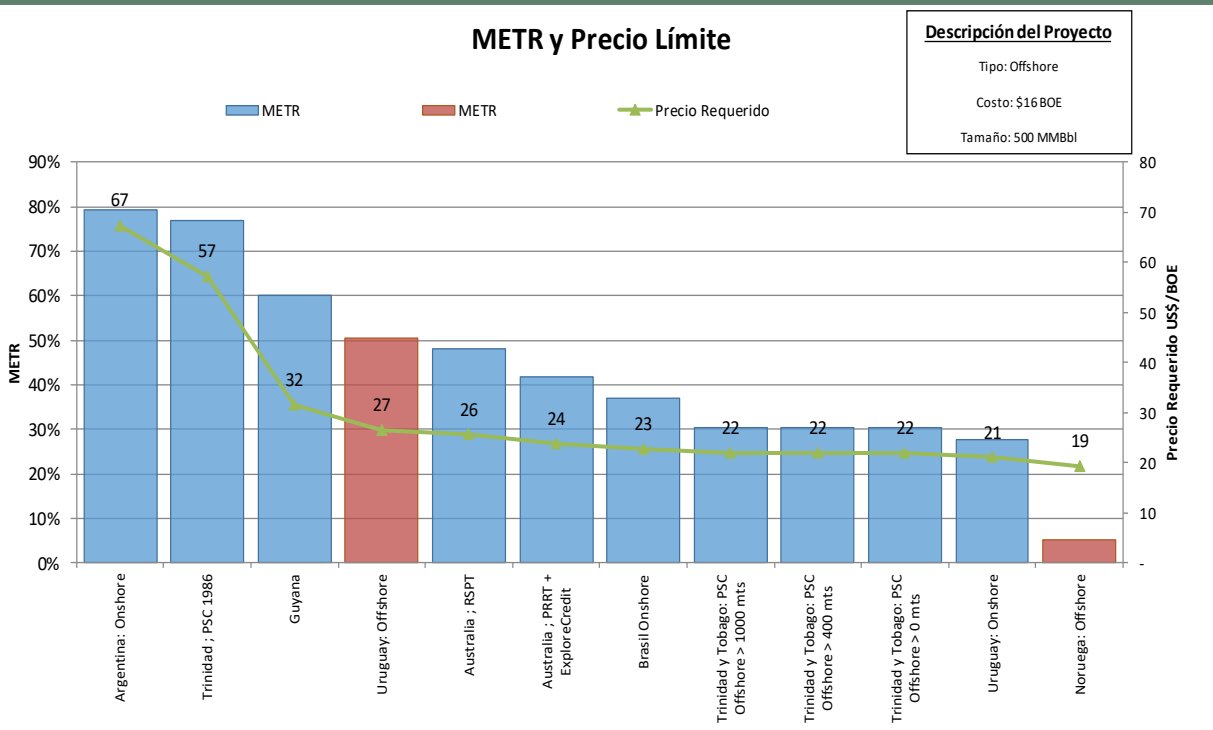
Fuente: Canales Auty

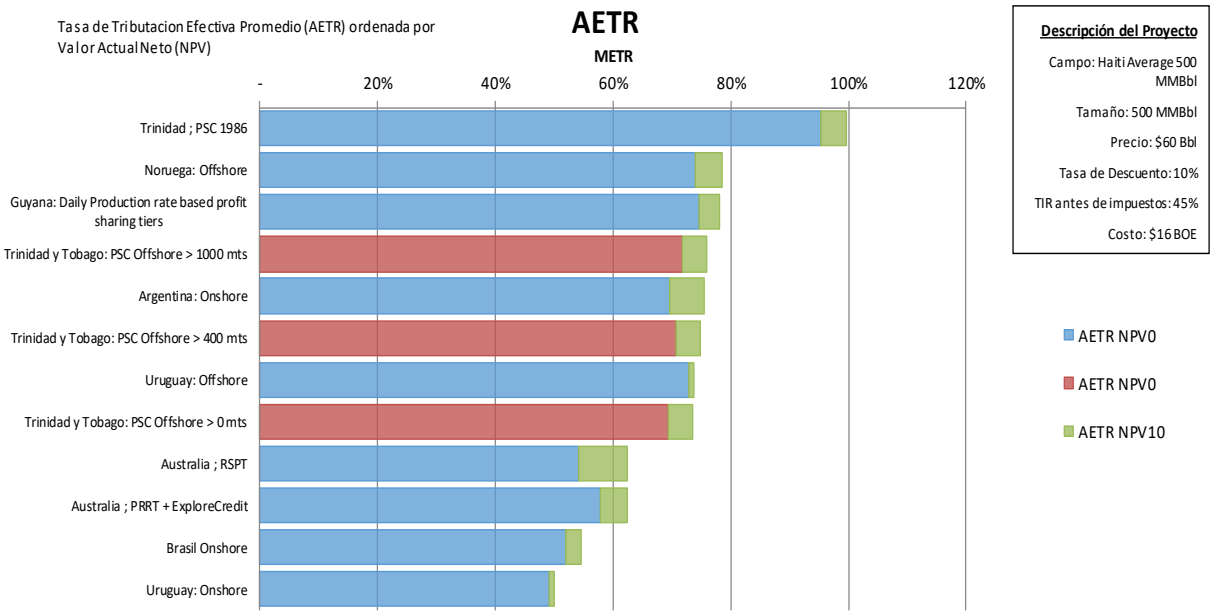
Tabla 43. Trinidad y Tobago – Escenario Haití 300 MMBbl

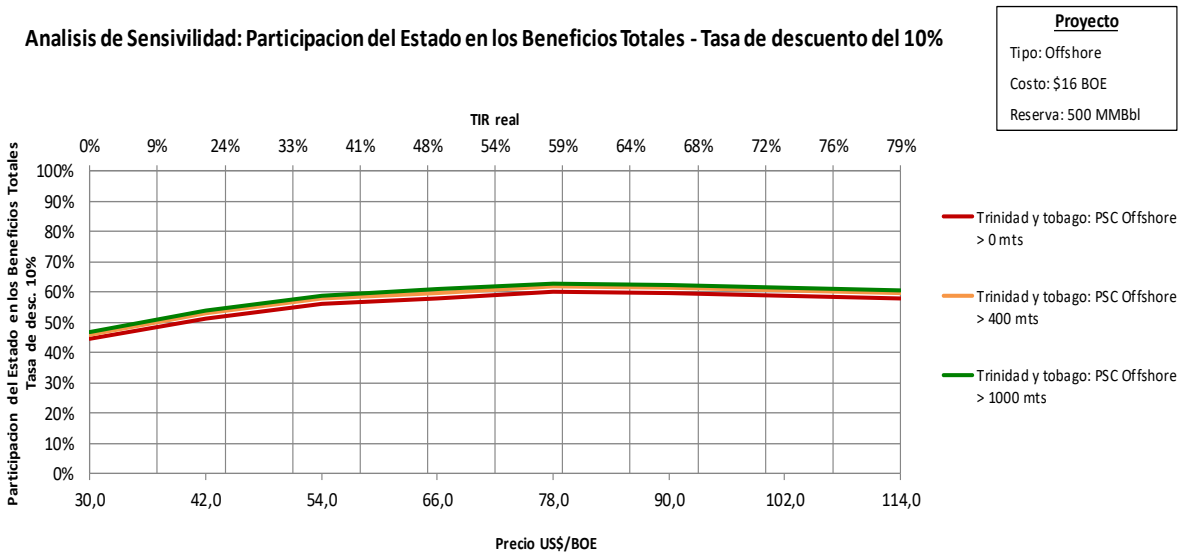
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 21 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es de 95% y 99% a una tasa de descuento del 10% y es el 3ro al 5to más alto del grupo. Un AETR tan alto indica que el proyecto no es viable.
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 30 - 114 US$/MMBTU Participación del Estado 40% - 60% Variación de costo 9.5 – 36 US$/BOE Participación del Estado 68% - 41%
A4	Progresividad Costos y TIR	

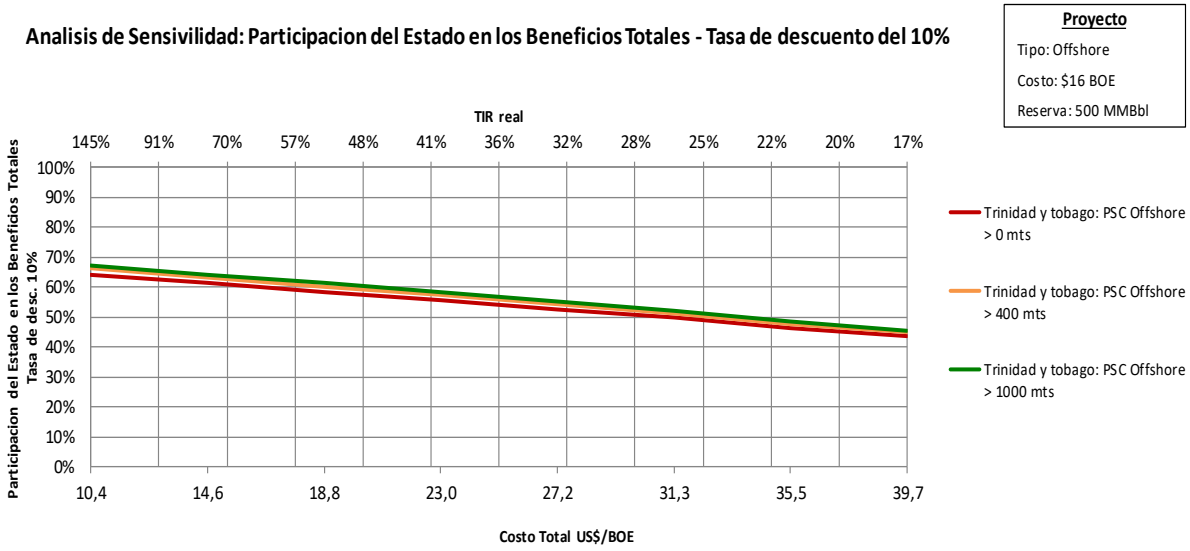
Fuente: Canales Auty

Gráfico 53: Trinidad y Tobago – Escenario Haití 500 MMBbl









Fuente: Canales Auty

Tabla 44. Trinidad y Tobago – Escenario Haití 500 MMBbl

Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 22 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es de 67% y 69% a una tasa de descuento del 10% y es el 4to mas alto del grupo
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 30 - 114 US$/MMBTU Participación del Estado 40% - 60% Variación de costo 10 - 38 US$/BOE Participación del Estado 70% - 40%
A4	Progresividad Costos y TIR	

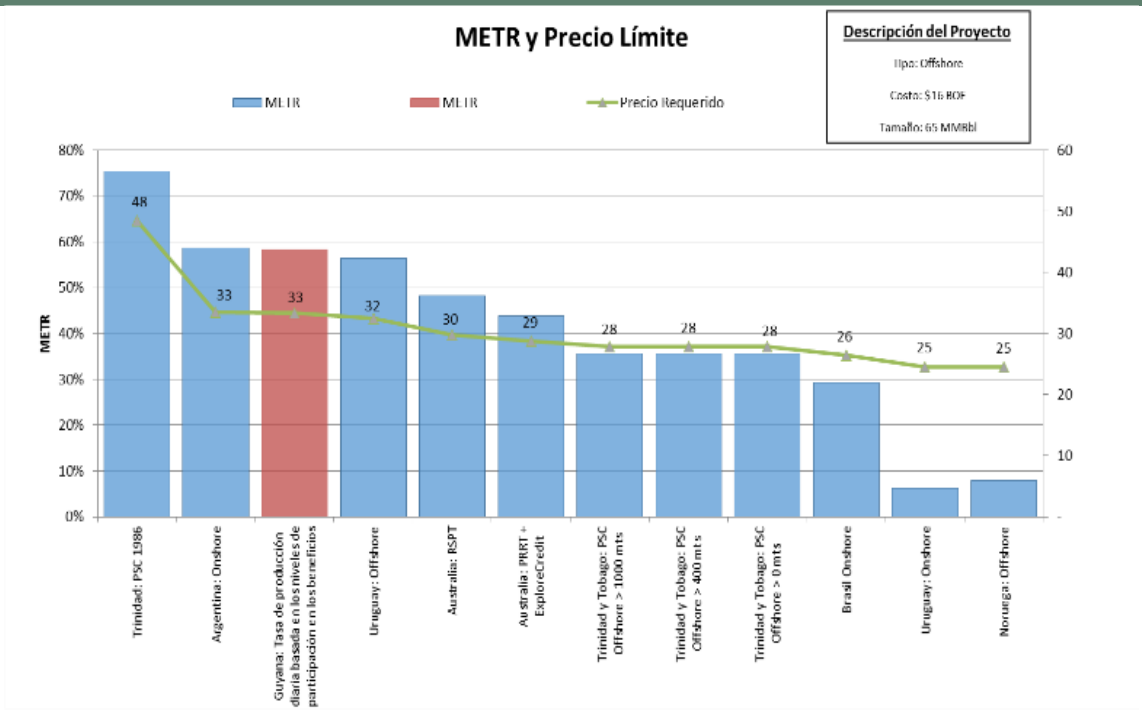
Fuente: Canales Auty

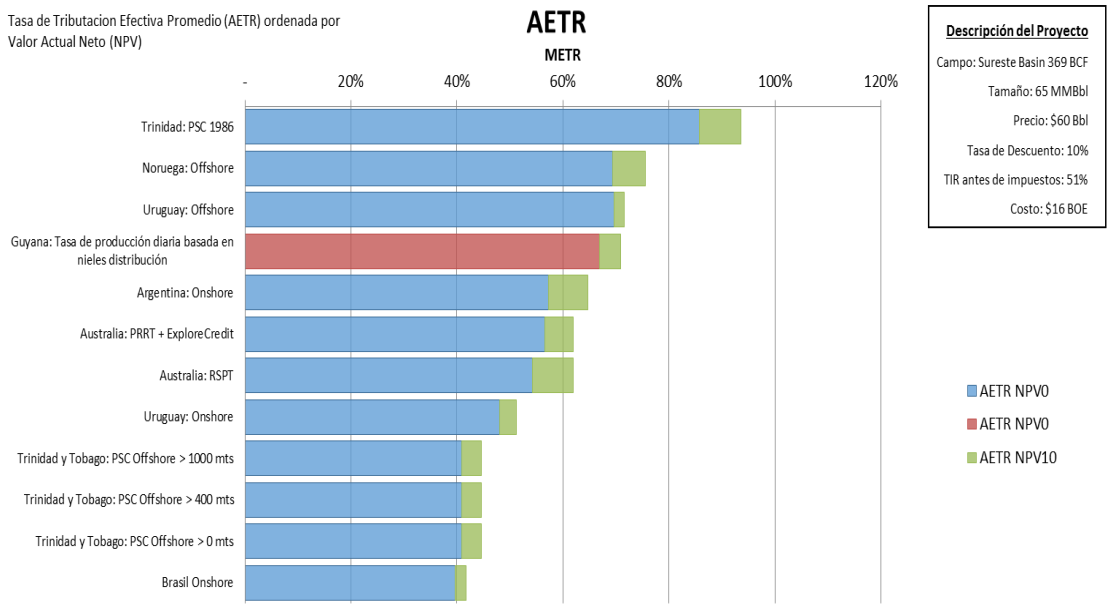
15.2 Guyana

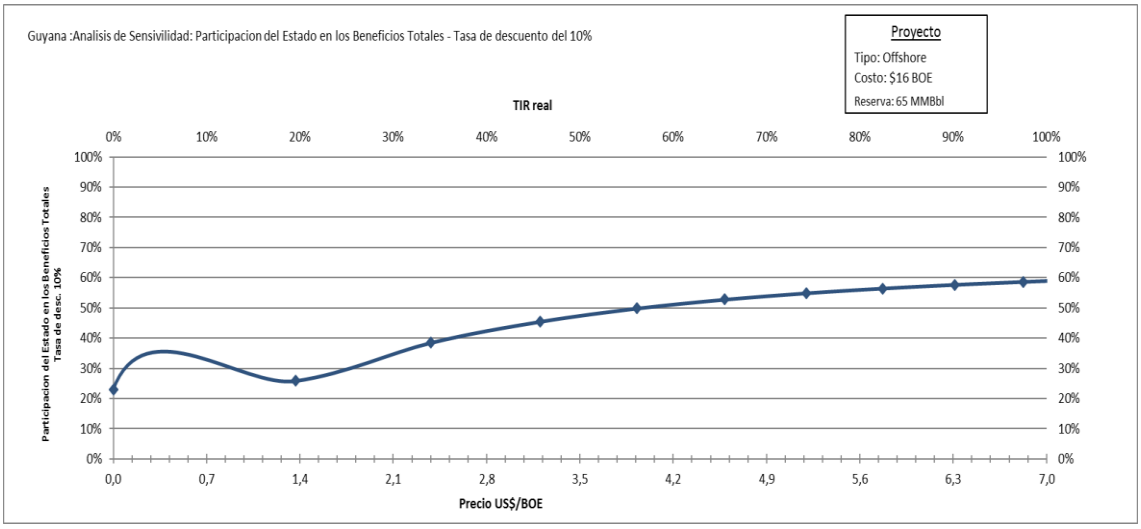
15.2.1 Gas Offshore

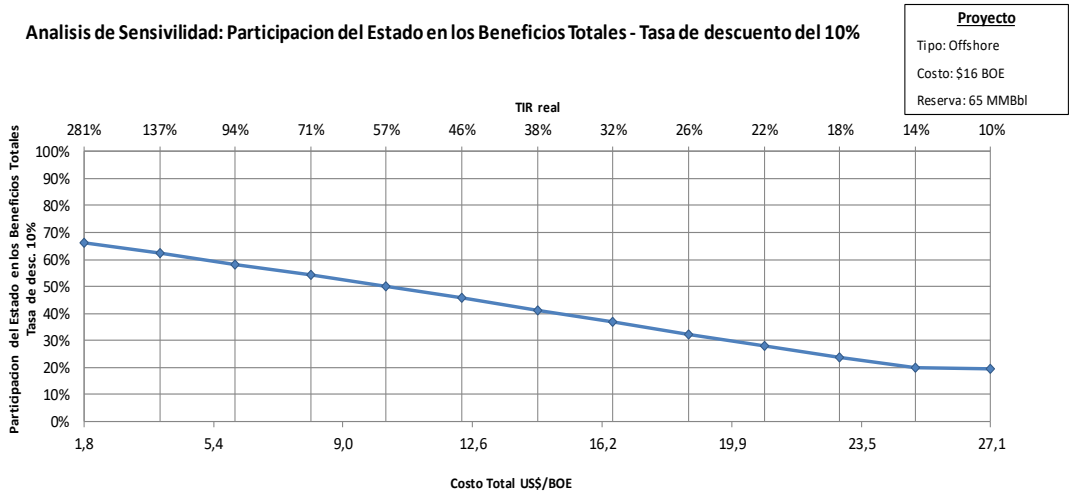
Gráfico 54: Guyana – Escenario México 369 BCF

Gráfico 55: Trinidad y Tobago – Escenario Haití 500 MMBbl









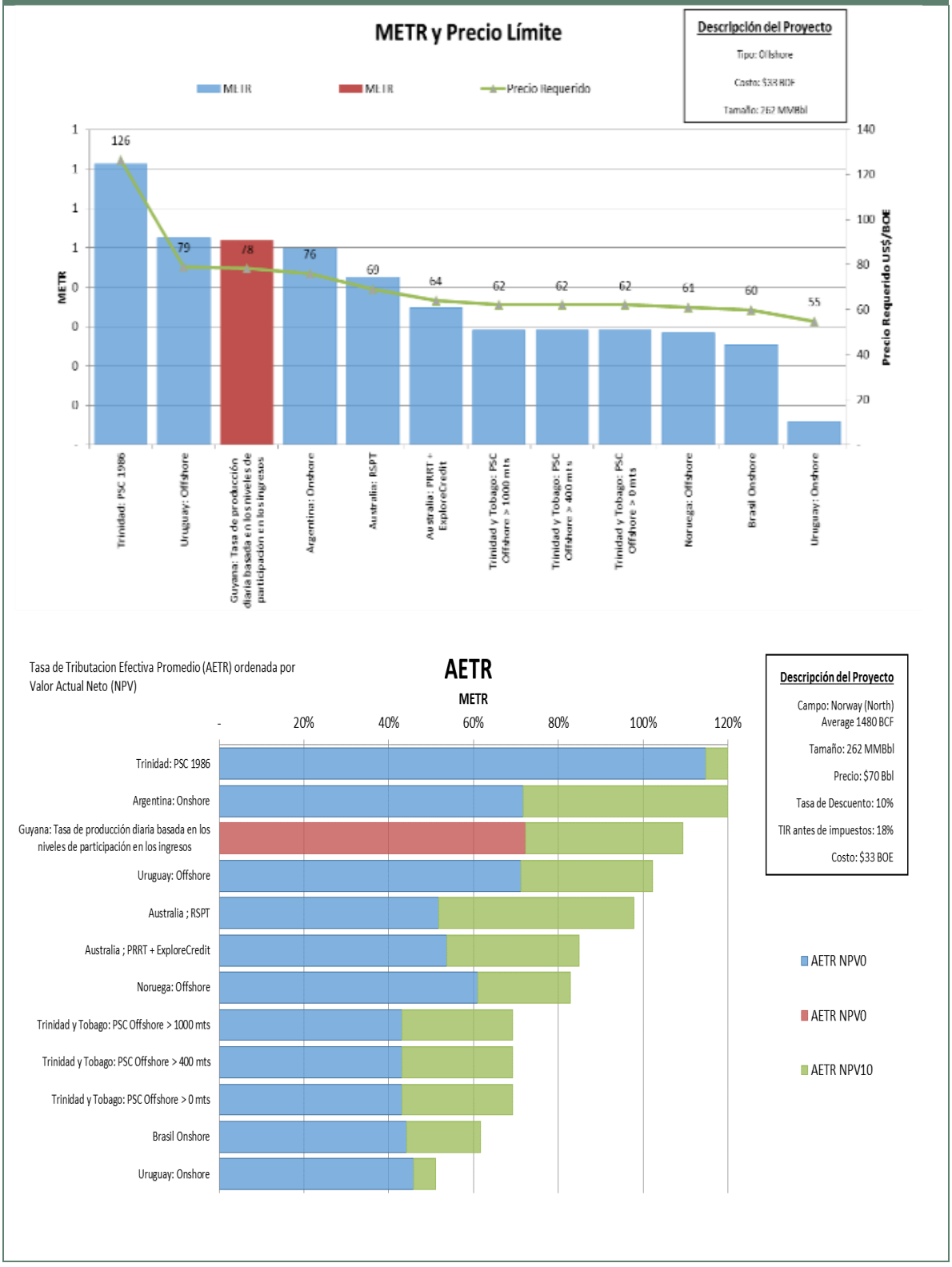
Fuente: Canales Auty

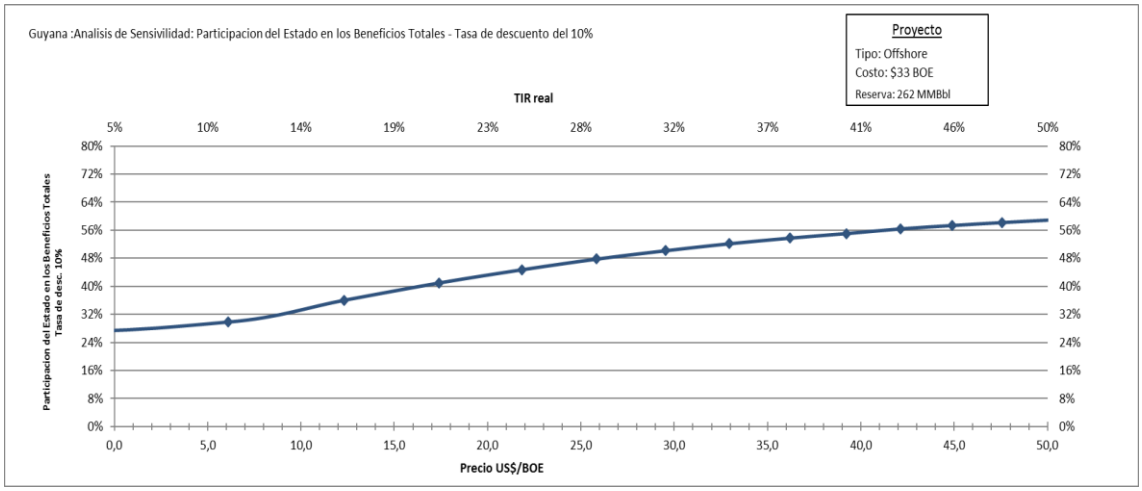
Tabla 45. Guyana – Escenario México 369 BCF

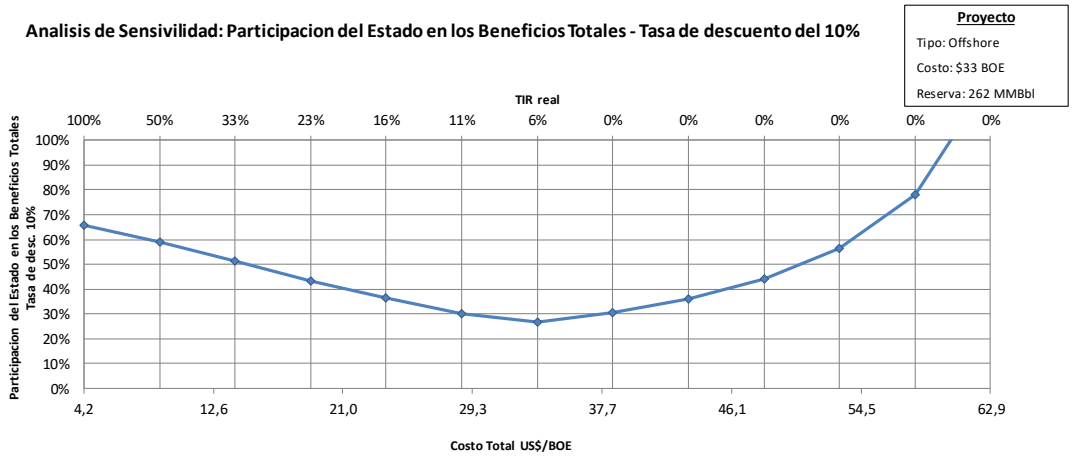
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 33 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es de 69% a una tasa de descuento del 10% y es el 4to más alto del grupo
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 0 - 7 US$/MMBTU Participación del Estado 30% - 60% Variación de costo 1.8 - 27 US$/BOE Participación del Estado 70% - 20%
A4	Progresividad Costos y TIR	

Fuente: Canales Auty

Gráfico 56: Guyana – Escenario Noruega 1.4 TCF







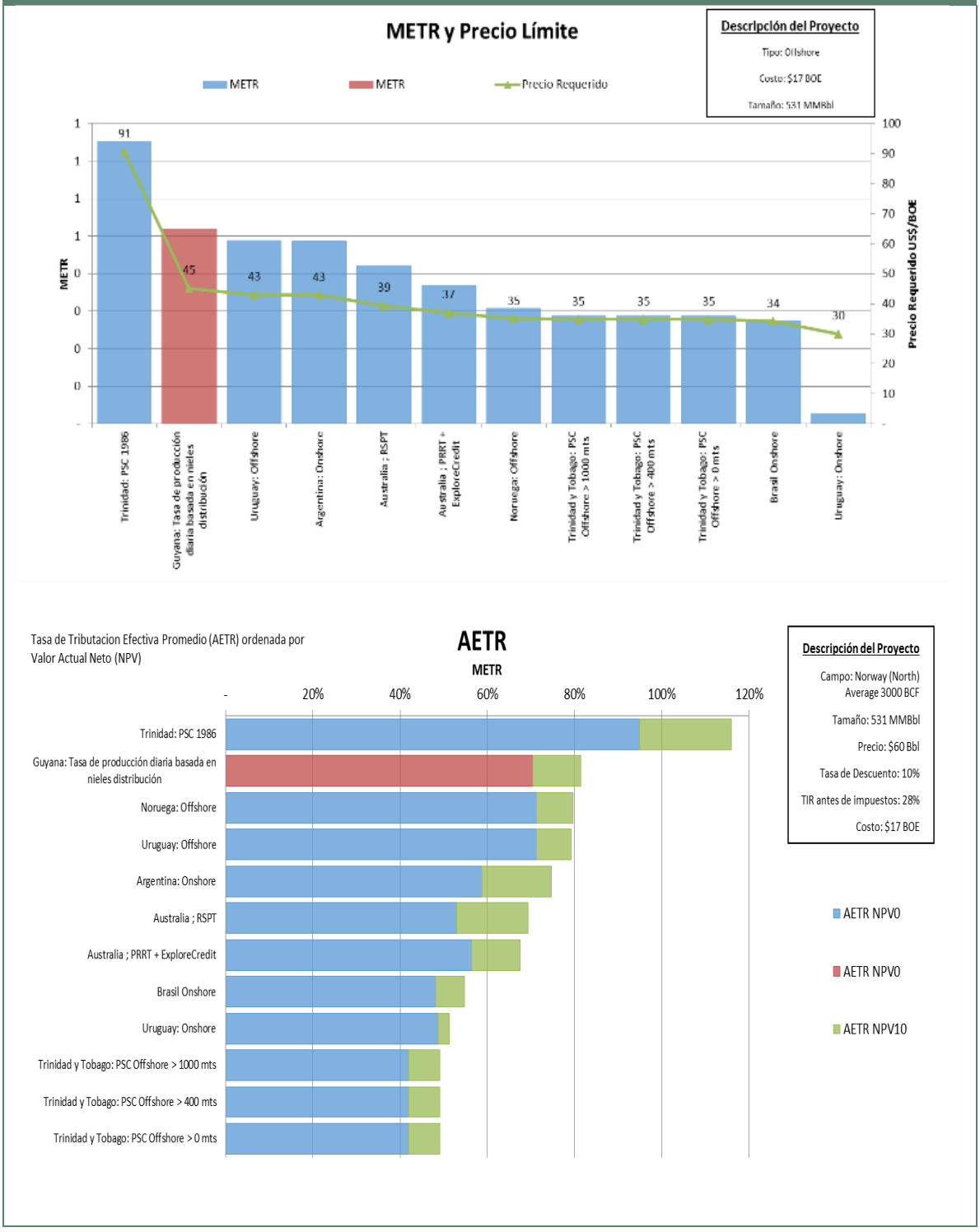
Fuente: Canales Auty

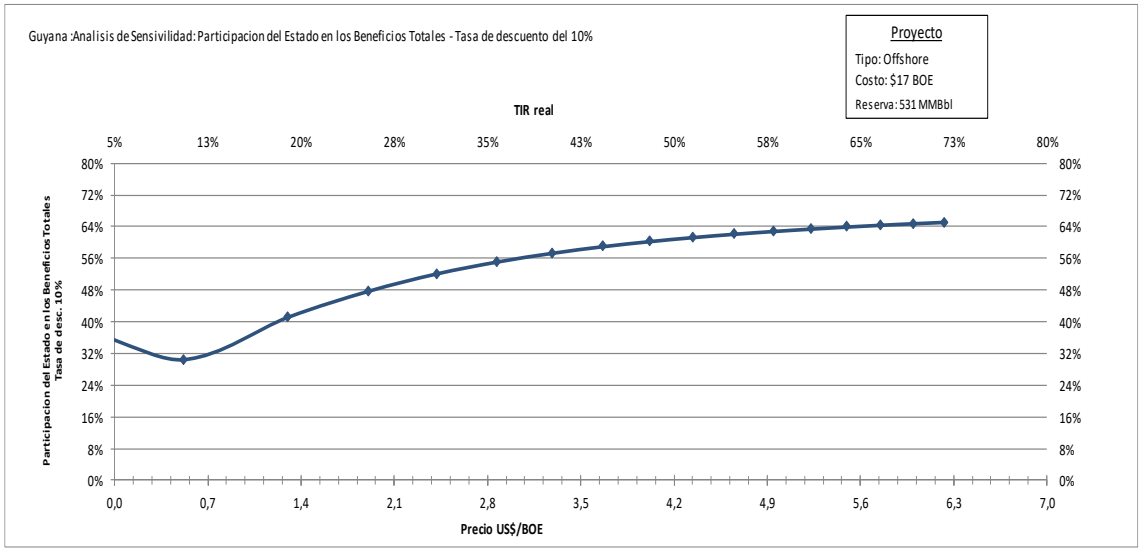
Tabla 46. Guyana – Escenario Noruega 1.4 TCF

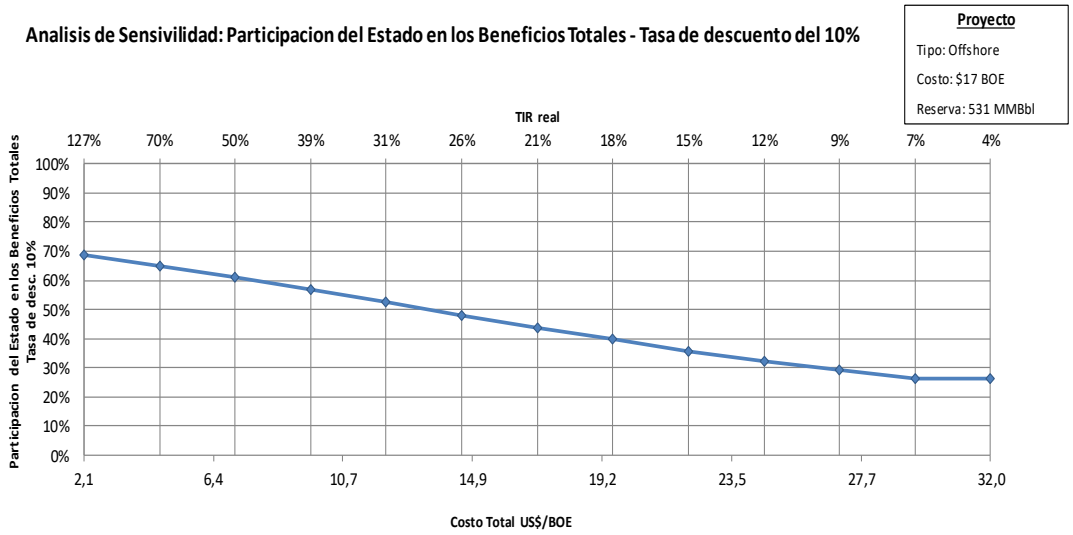
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 78 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es mayor a 100% a una tasa de descuento del 10% lo que indica que el proyecto no es económicamente viable a un precio de 60 US$/Bbl.
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 0 - 7 US$/MMBTU Participación del Estado 26% - 62% Variación de costo 1.8 - 27 US$/BOE Participación del Estado 70% - 24%
A4	Progresividad Costos y TIR	

Fuente: Canales Auty

Gráfico 57: Guyana – Escenario Noruega 3 TCF







Fuente: Canales Auty

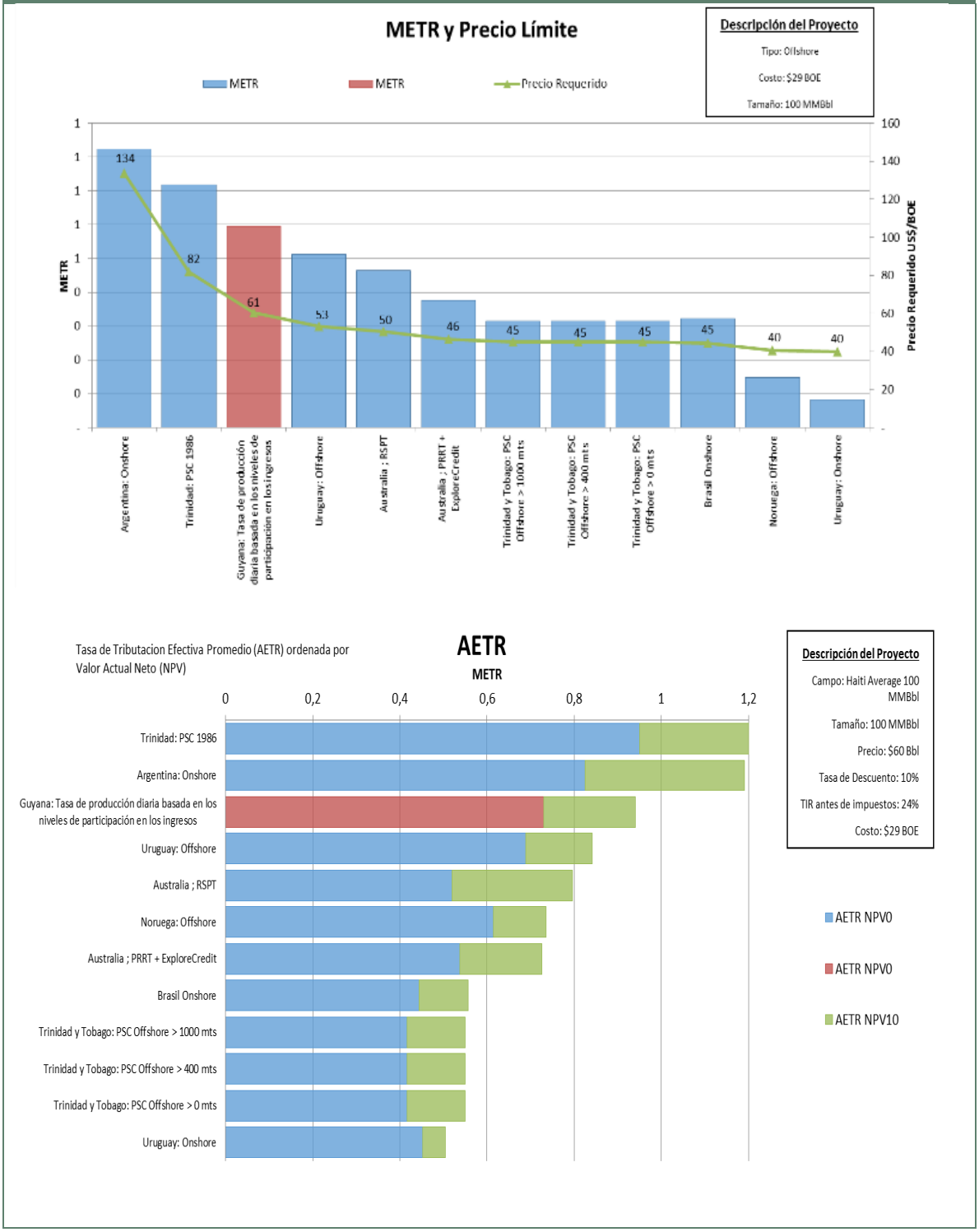
Tabla 47. Guyana – Escenario Noruega 3 TCF

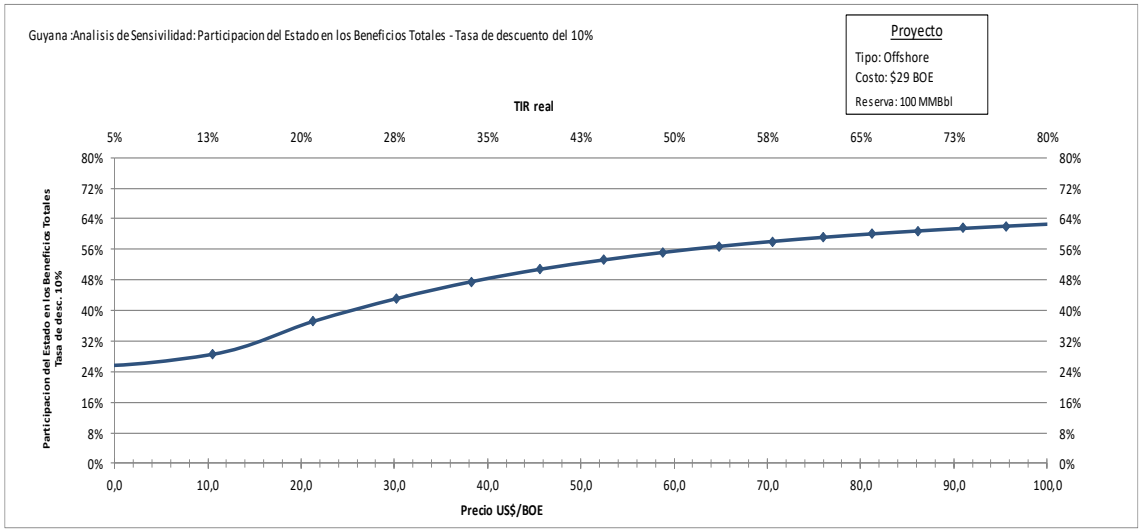
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 45 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es mayor a 81% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl y es el segundo AETR más alto del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 0 - 7 US$/MMBTU - Participación del Estado 32% - 64% Variación de costo 2.1 - 32 US$/BOE - Participación del Estado 70% - 24%
A4	Progresividad Costos y TIR	

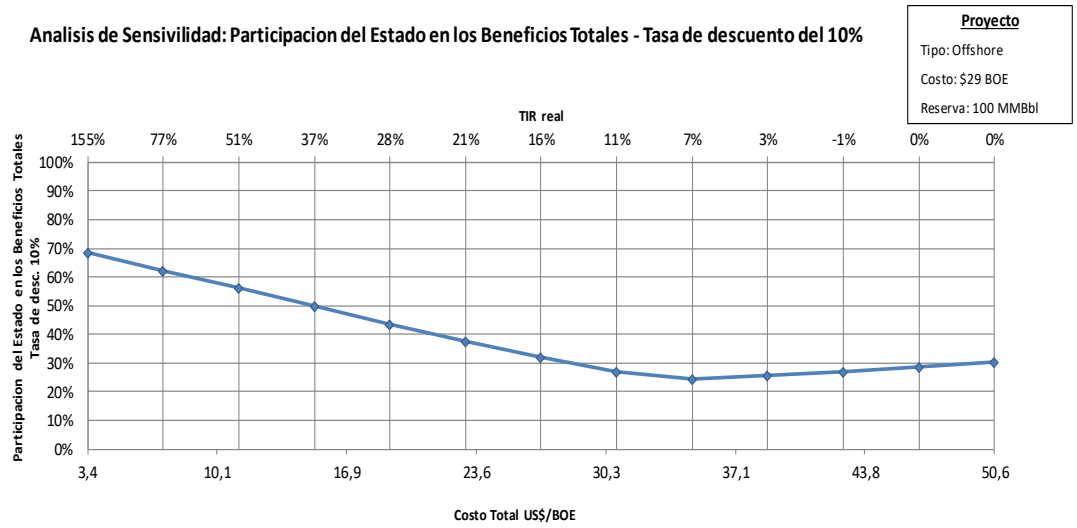
Fuente: Canales Auty

15.2.2 Petróleo Offshore

Gráfico 58: Guyana – Escenario Haití 100 MMBbl







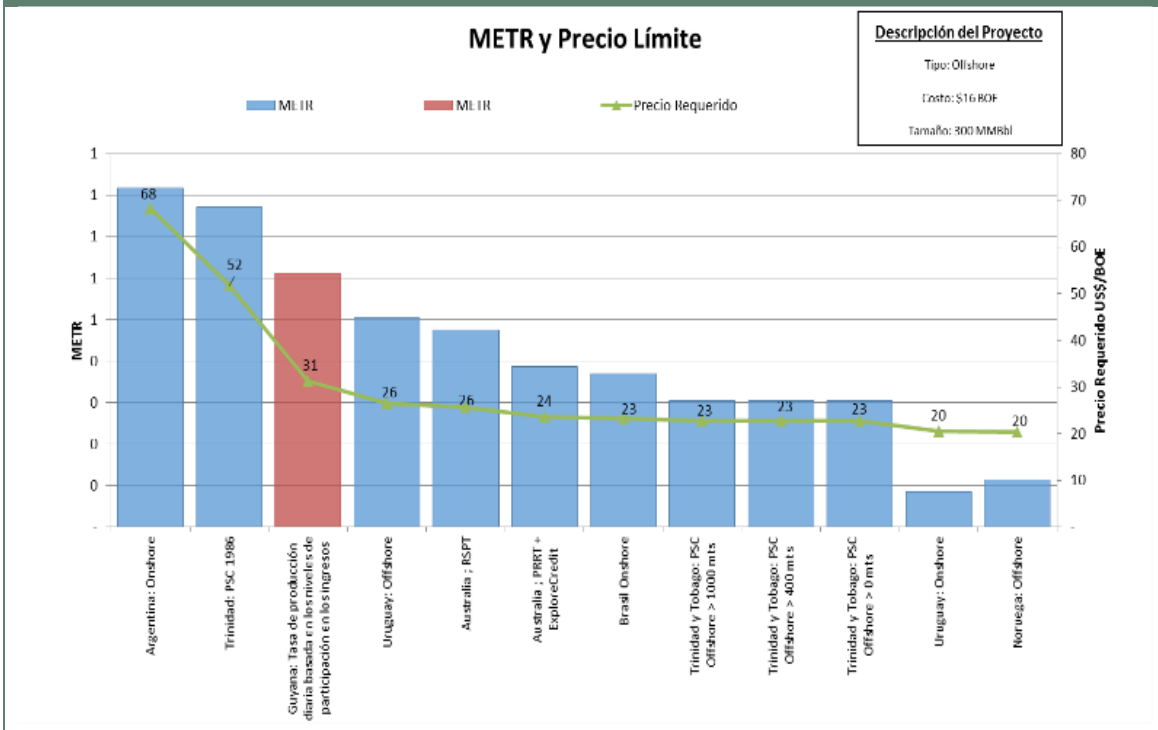
Fuente: Canales Auty

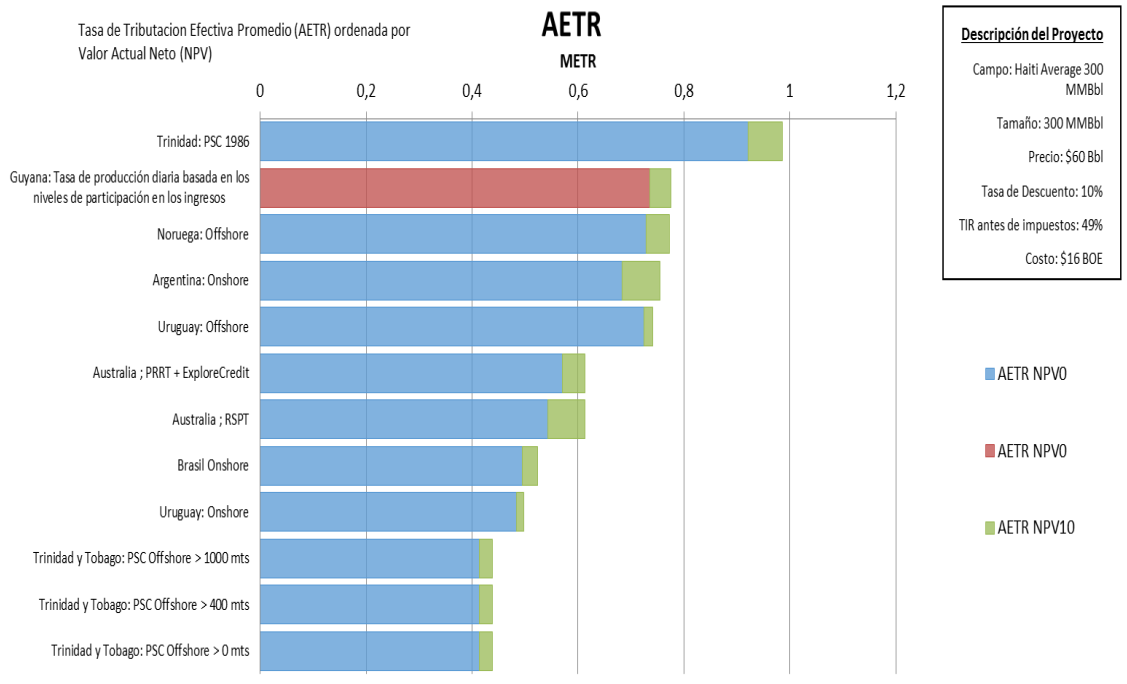
Tabla 48. Guyana – Escenario Haití 100 MMBbl

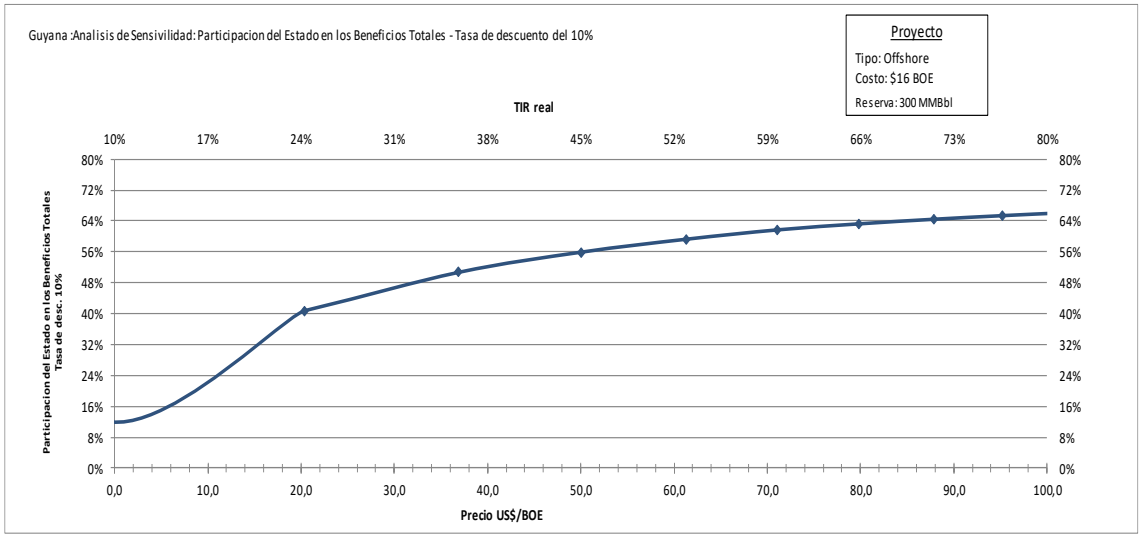
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 61 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es mayor a 92% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl y es el tercer AETR más alto del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 0 - 100 US$/Bbl – Participación del Estado 24% - 64% Variación de costo 3 - 50 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 30%
A4	Progresividad Costos y TIR	

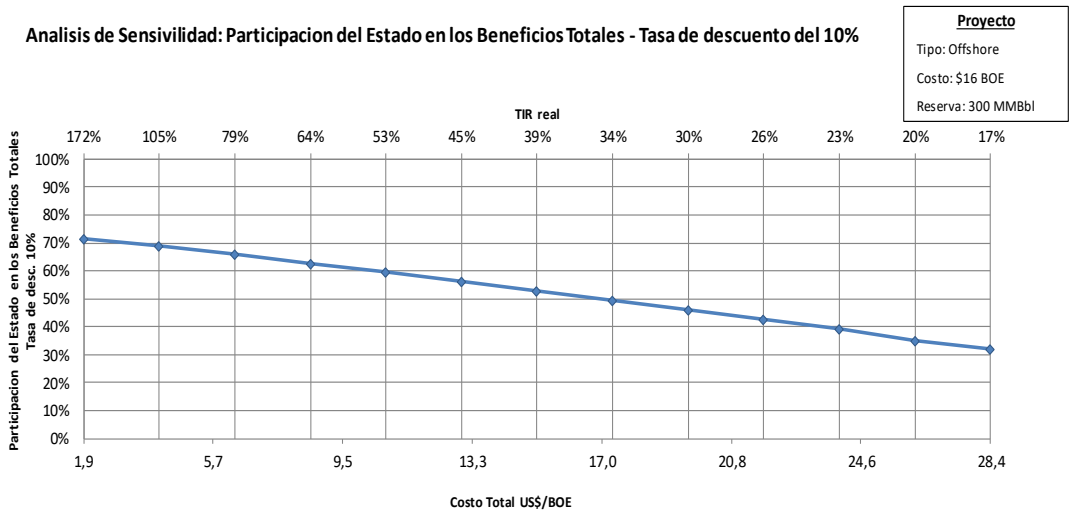
Fuente: Canales Auty

Gráfico 59: Guyana – Escenario Haití 300 MMBbl









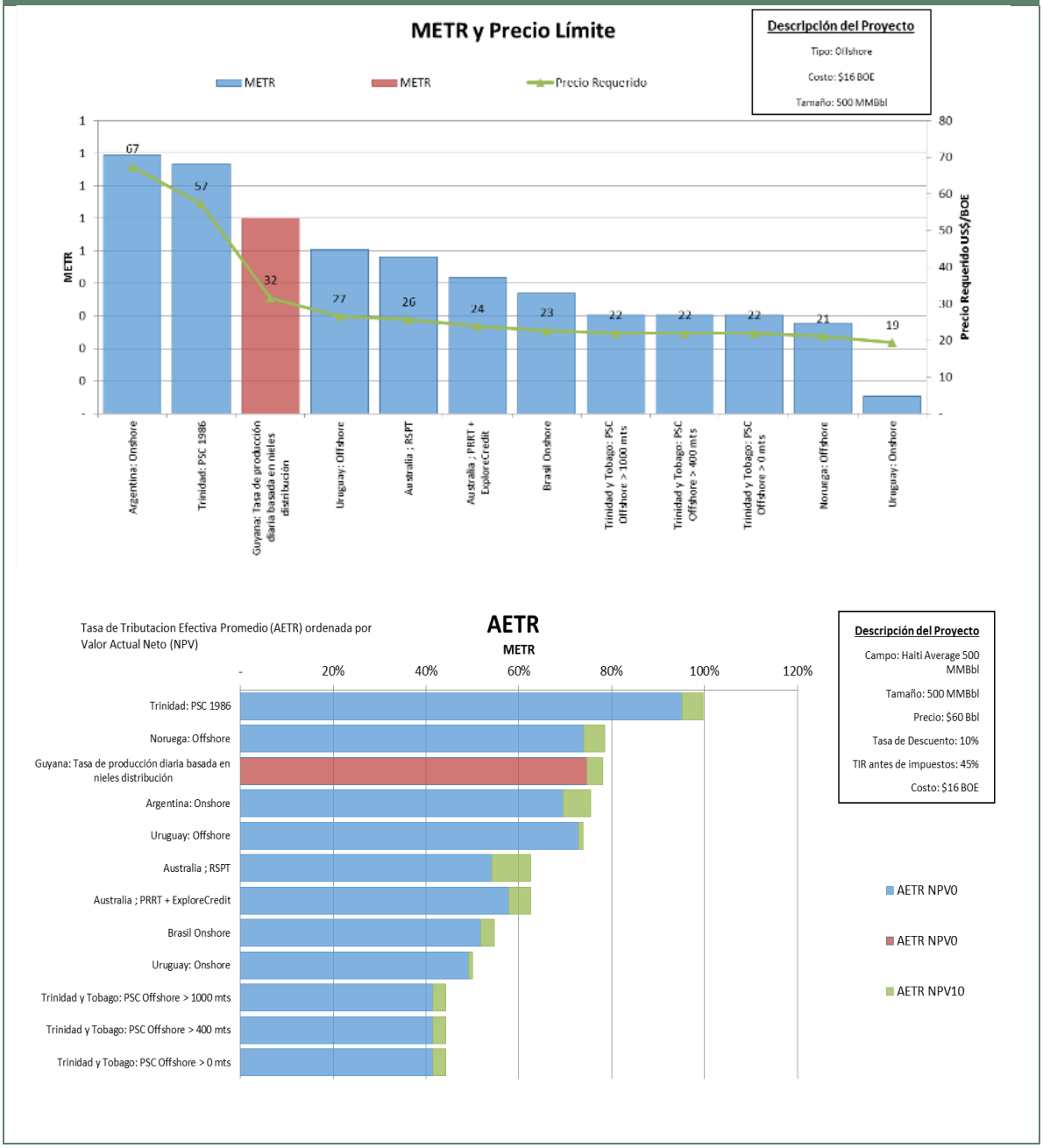
Fuente: Canales Auty

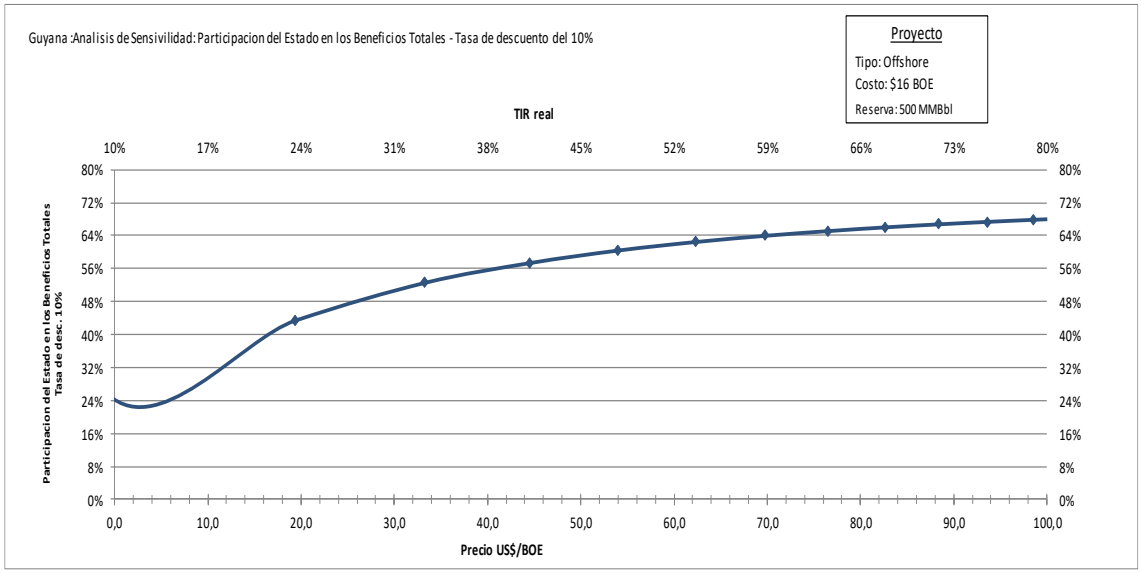
Tabla 49. Guyana – Escenario Haití 300 MMBbl

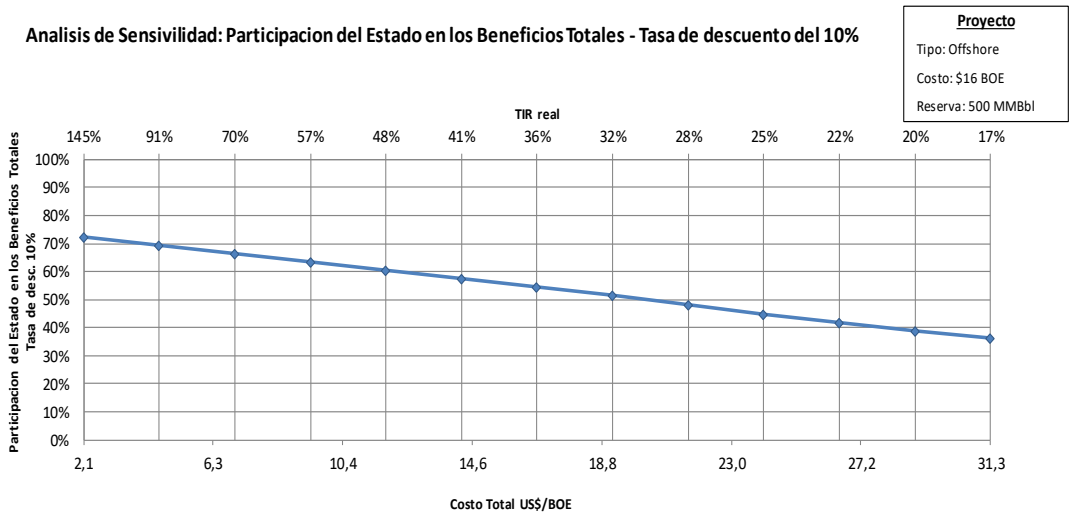
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 31 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es mayor a 78% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl y es el tercer AETR más alto del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 0 - 100 US$/Bbl – Participación del Estado 12% - 65% Variación de costo 3 - 50 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 30%
A4	Progresividad Costos y TIR	

Fuente: Canales Auty

Gráfico 60: Guyana – Escenario Haití 500 MMBbl







Fuente: Canales Auty

Tabla 50. Guyana – Escenario Haití 500 MMBbl

Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 33 US$ BOE y que el régimen es el tercer régimen menos neutral del grupo analizado
A2	AETR	El AETR es mayor a 75% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl y es el tercer AETR más alto del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Variación de precio 0 - 100 US$/Bbl – Participación del Estado 34% - 72% Variación de costo 3 - 30 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 38%
A4	Progresividad Costos y TIR	

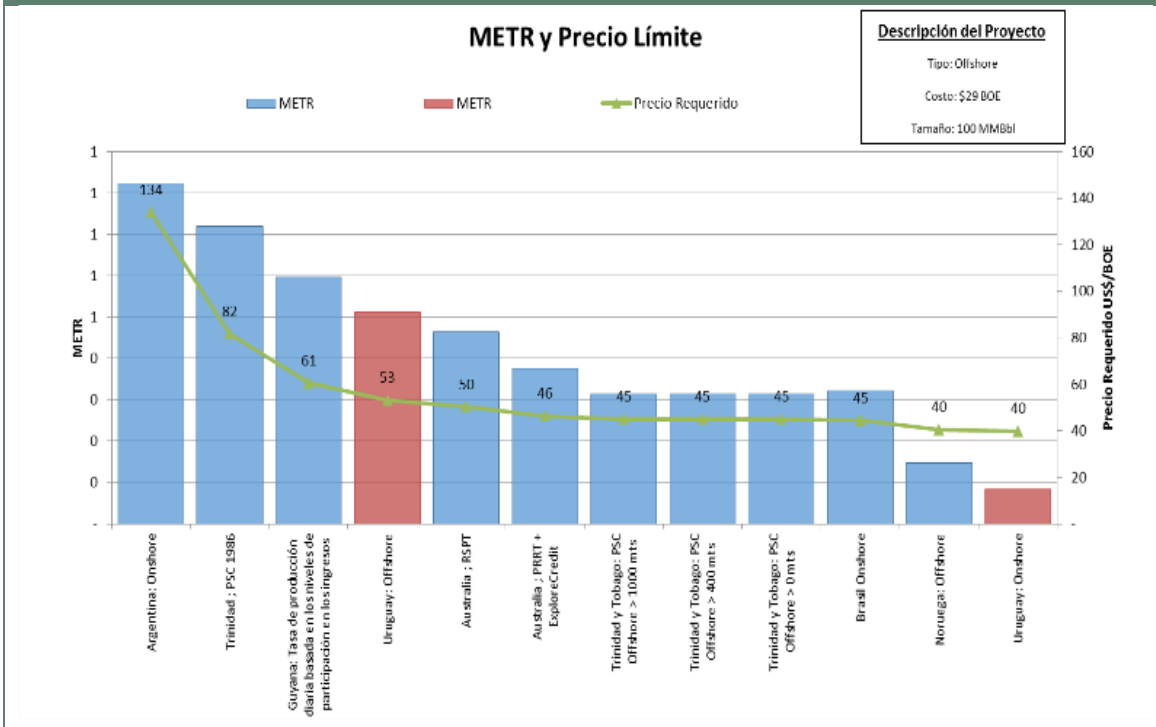
Fuente: Canales Auty

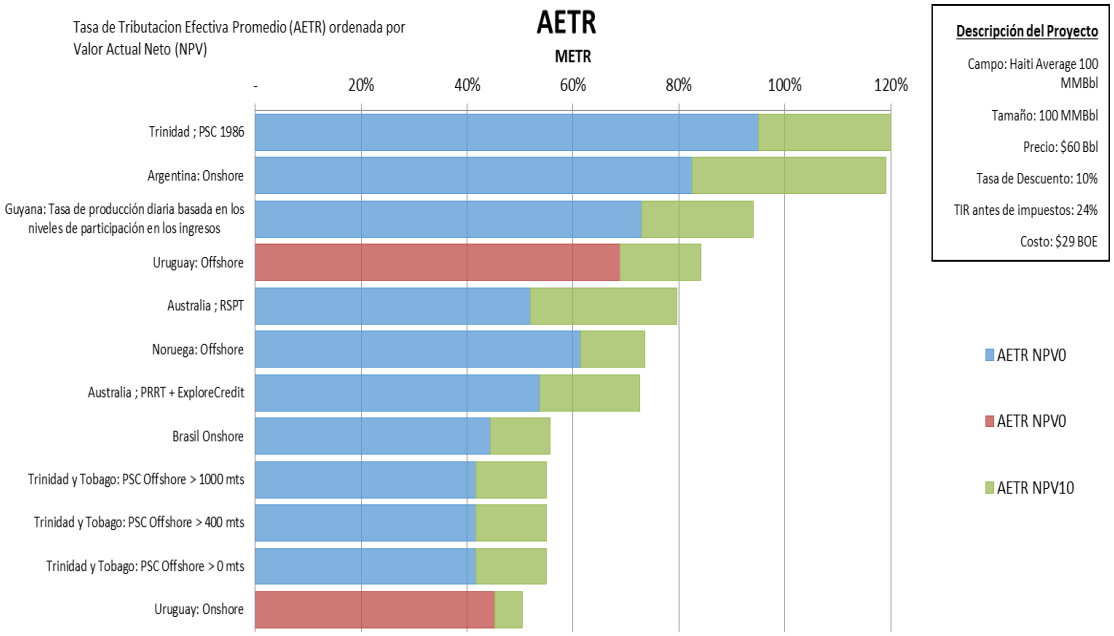
15.3 Uruguay

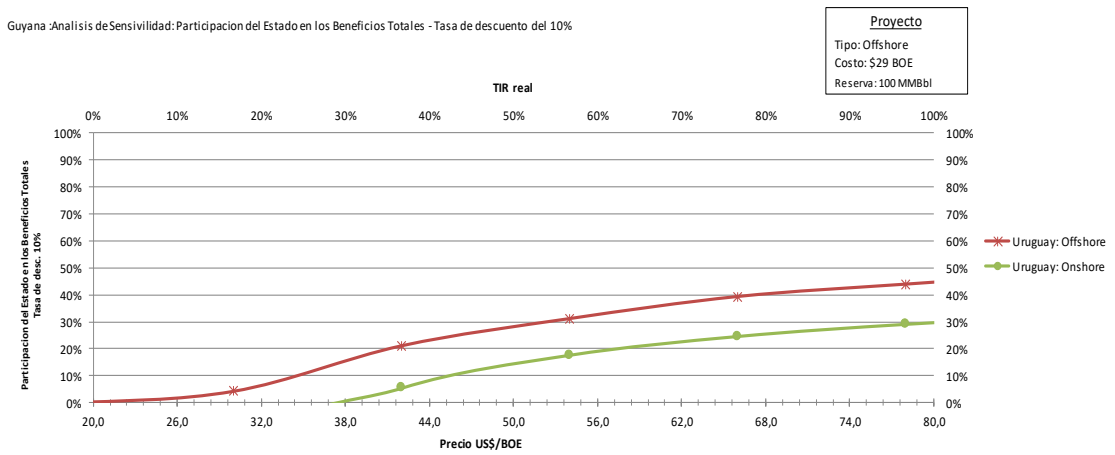
15.3.1 Petrolero Offshore

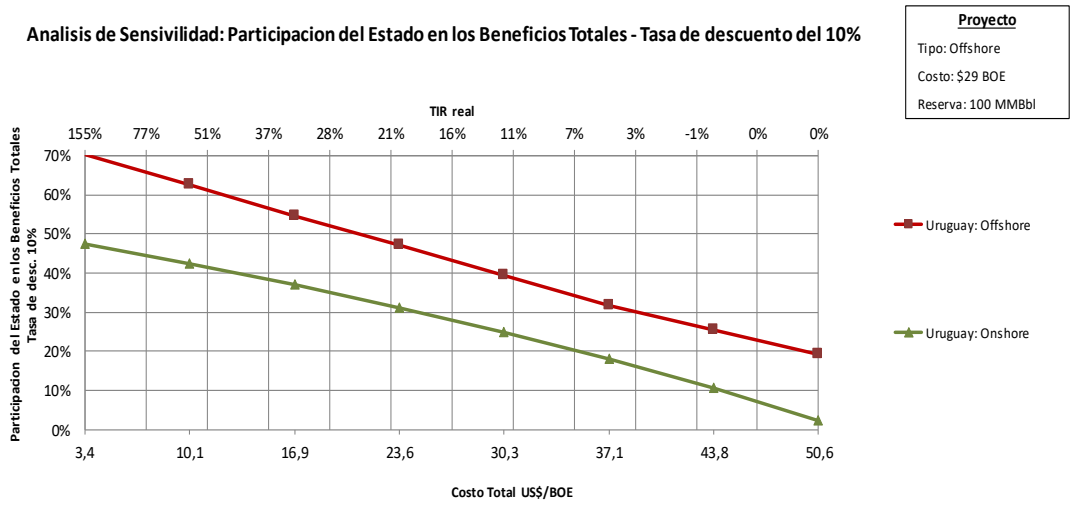
Gráfico 61: Uruguay – Escenario Haití 100 MMBbl

Gráfico 62: Uruguay – Escenario Haití 100 MMBbl









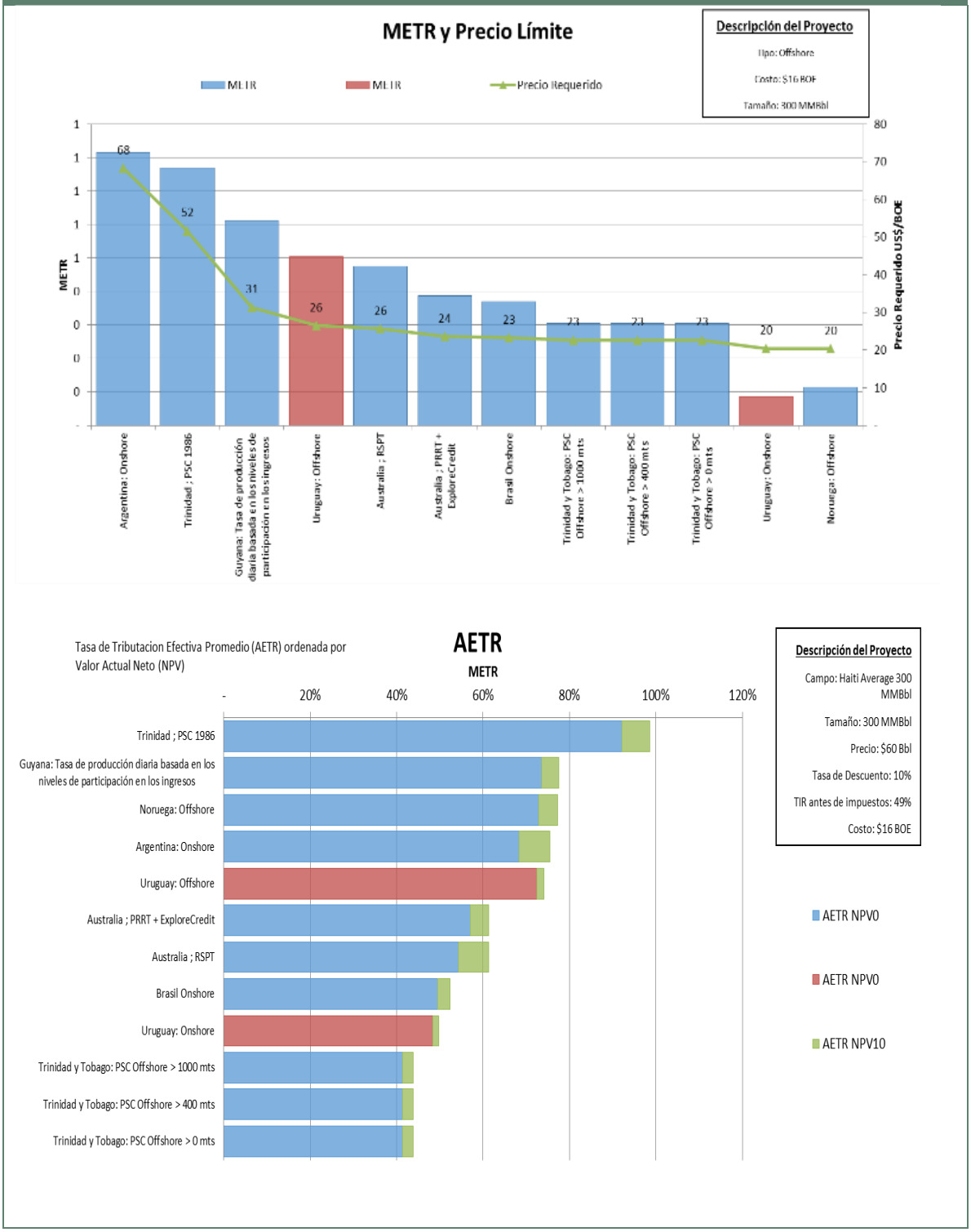
Fuente: Canales Auty

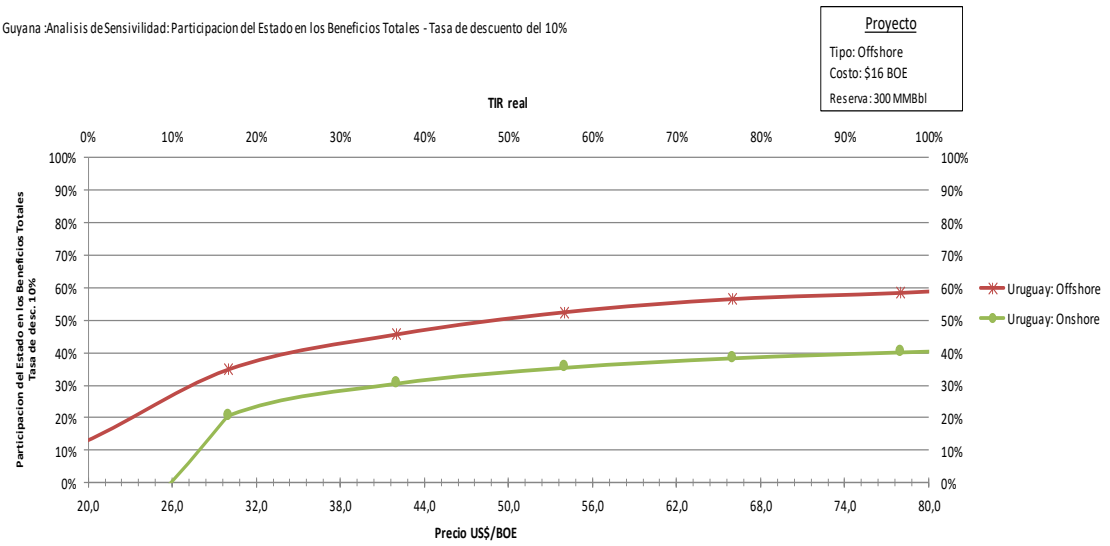
Tabla 51. Uruguay – Escenario Haití 100 MMBbl

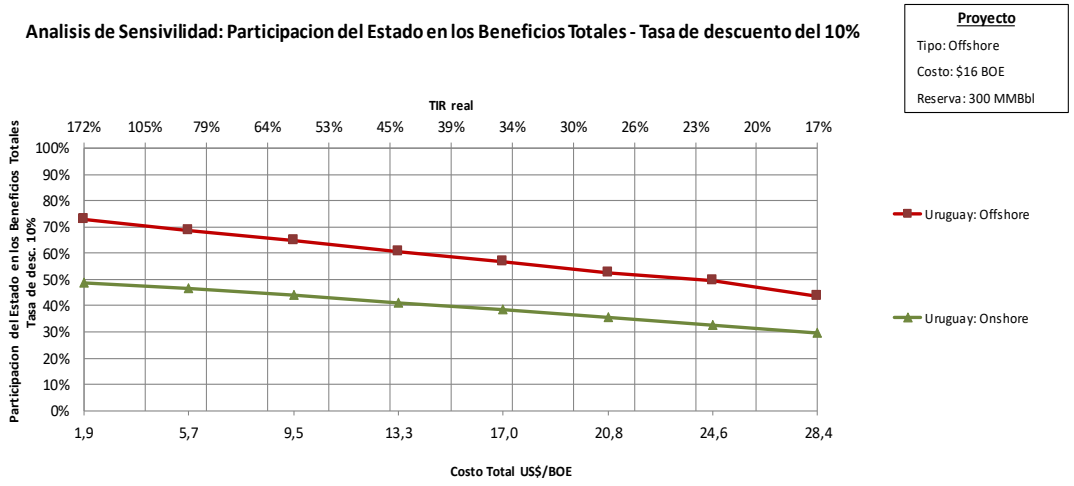
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 53 US$ BOE para el régimen Offshore y 40 US$/BOE para el Onshore. y que el régimen es el régimen es el cuarto en neutralidad en Offshore y el más neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 83% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el Cuarto AETR más alto del grupo analizado. El AETR es mayor a 51% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Onshore y es el AETR más bajo del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 20 - 90 US$/MMBtu – Participación del Estado 0% - 45% Offshore: Variación de costo 3 - 30 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 30% Onshore: Variación de precio 20 - 90 US$/MMBtu – Participación del Estado 0% - 30% Onshore: Variación de costo 3 - 30 US$/BOE – Participación del Estado 48% - 0%
A4	Progresividad Costos y TIR	

Fuente: Canales Auty

Gráfico 63: Uruguay – Escenario Haití 300 MMBbl







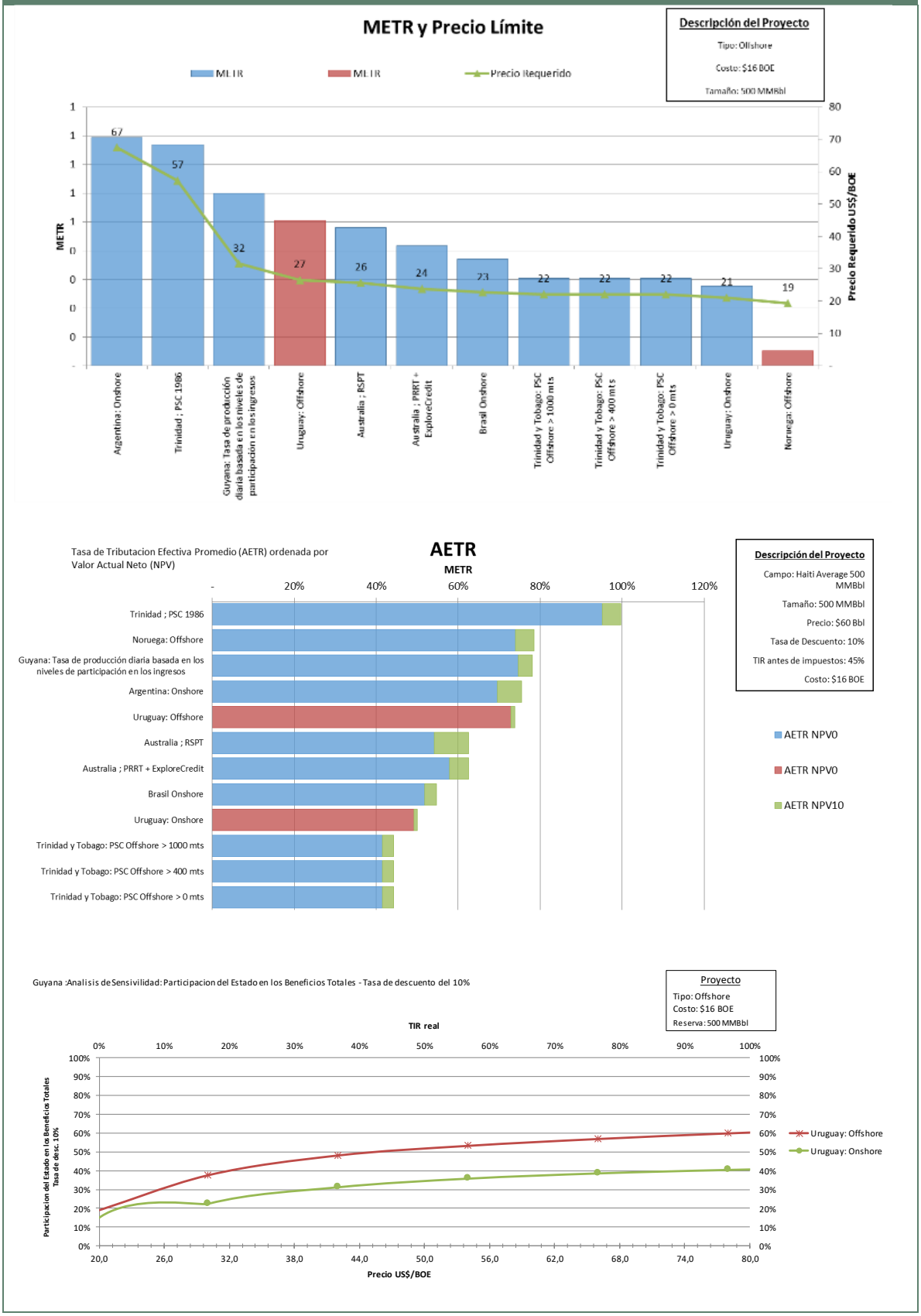
Fuente: Canales Auty

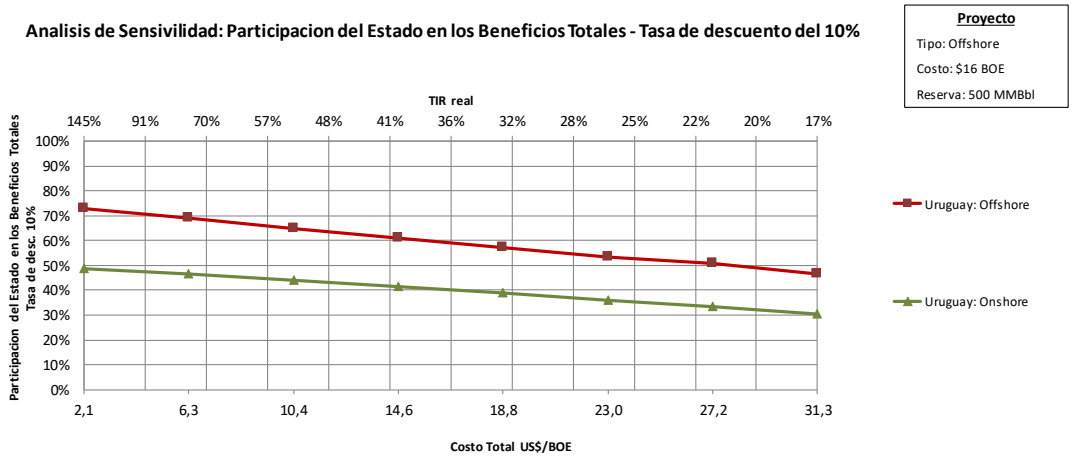
Tabla 52. Uruguay – Escenario Haití 300 MMBbl

Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 26 US$ BOE para el régimen Offshore y 20 US$/BOE para el Onshore. y que el régimen es el régimen es el 4to en neutralidad en Offshore y el 2do neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 78% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el Cuarto AETR más alto del grupo analizado. El AETR es mayor a 51% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Onshore y es el AETR más bajo del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 10% - 61% Offshore: Variación de costo 1.9 - 28 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 40%
A4	Progresividad Costos y TIR	Onshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 0% - 40% Onshore: Variación de costo 1.9 - 28 US$/BOE – Participación del Estado 50% - 30%

Fuente: Canales Auty

Gráfico 64: Uruguay – Escenario Haití 500 MMBbl





Fuente: Canales Auty

Fuente: Canales Auty

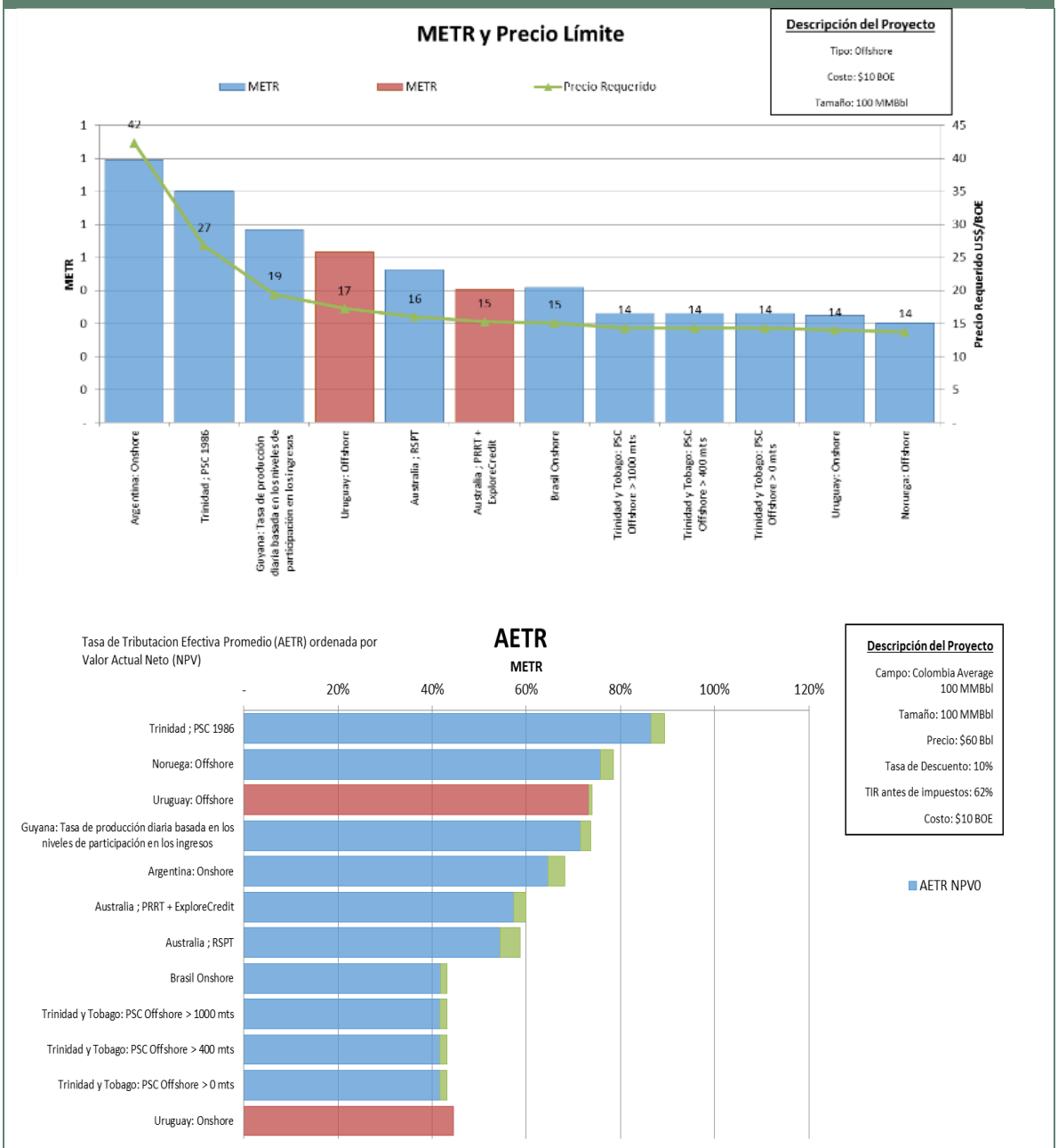
Tabla 53. Uruguay – Escenario Haití 500 MMBbl

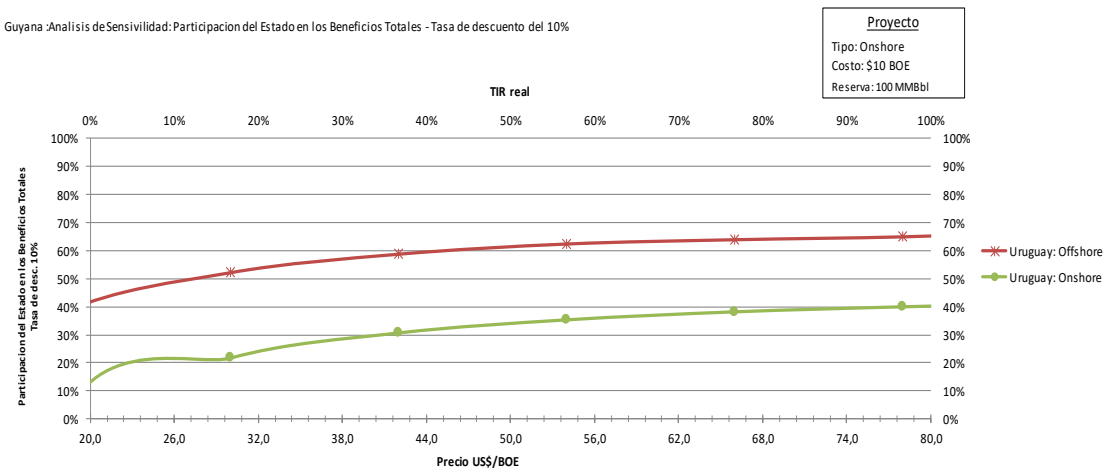
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 27 US$ BOE para el régimen Offshore y 19 US$/BOE para el Onshore. y que el régimen es el régimen es el 4to en neutralidad en Offshore y el régimen más neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 78% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el Cuarto AETR más alto del grupo analizado. El AETR es mayor a 51% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Onshore y es el AETR más bajo del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 20% - 6-% Offshore: Variación de costo 1.9 - 28 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 40% Onshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 15% - 40% Onshore: Variación de costo 1.9 - 28 US$/BOE – Participación del Estado 50% - 30%
A4	Progresividad Costos y TIR	

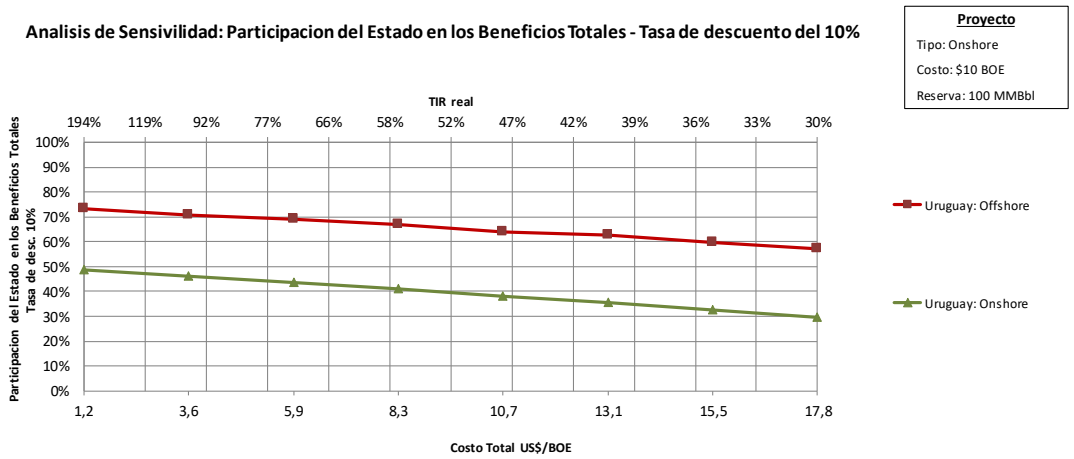
Fuente: Canales Auty

15.3.2 Petróleo Onshore

Gráfico 65: Uruguay – Escenario Colombia Average 100 MMBbl







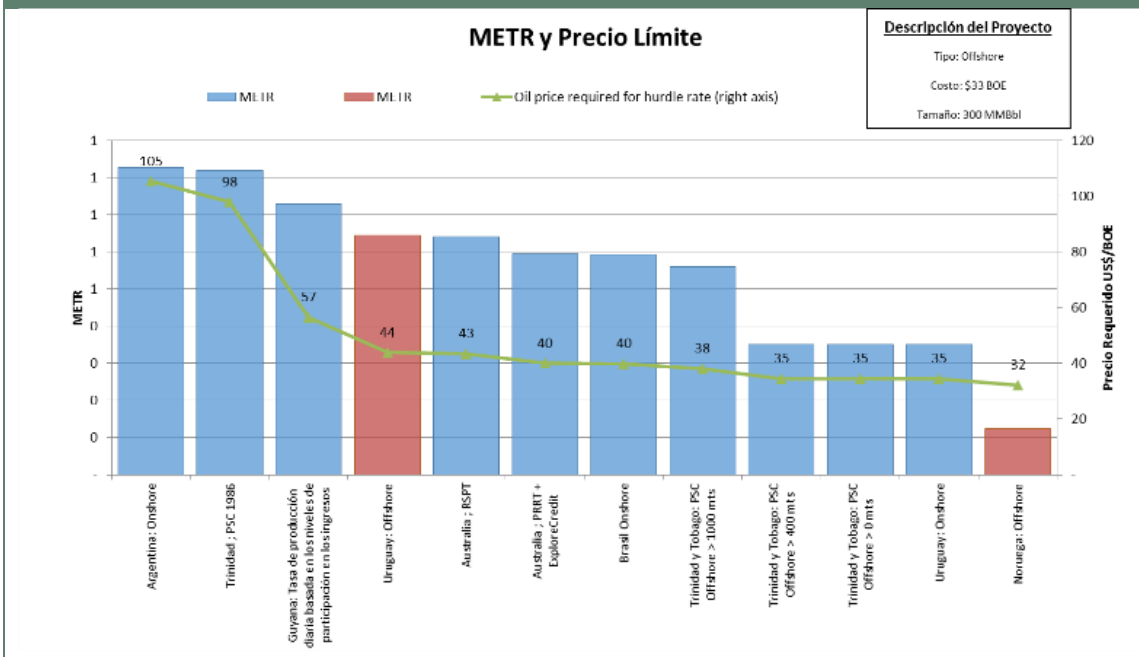
Fuente: Canales Auty

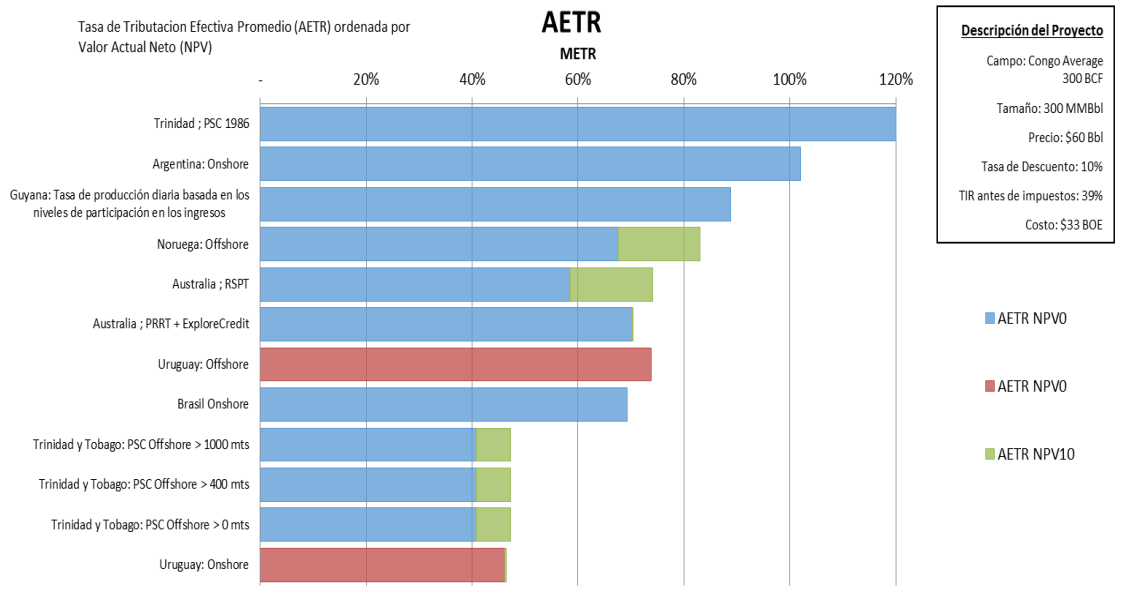
Tabla 54. Uruguay – Escenario Colombia Average 100 MMBbl

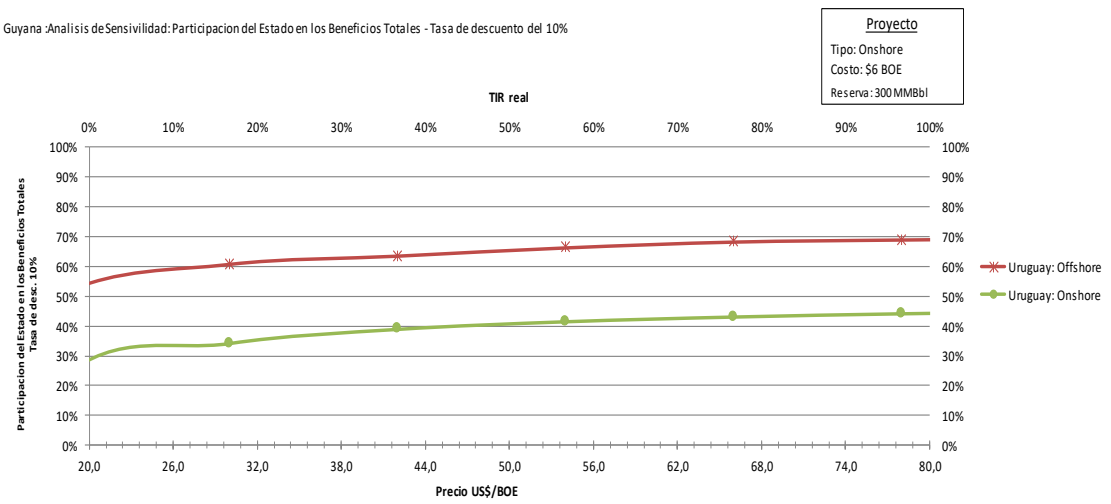
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 27 US$ BOE para el régimen Offshore y 19 US$/BOE para el Onshore. y que el régimen es el régimen es el 4to en neutralidad en Offshore y el régimen mas neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 78% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el Cuarto AETR más alto del grupo analizado. El AETR es mayor a 51% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Onshore y es el AETR más bajo del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 20% - 6-% Offshore: Variación de costo 1.9 - 28 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 40% Onshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 15% - 40% Onshore: Variación de costo 1.9 - 28 US$/BOE – Participación del Estado 50% - 30%
A4	Progresividad Costos y TIR	

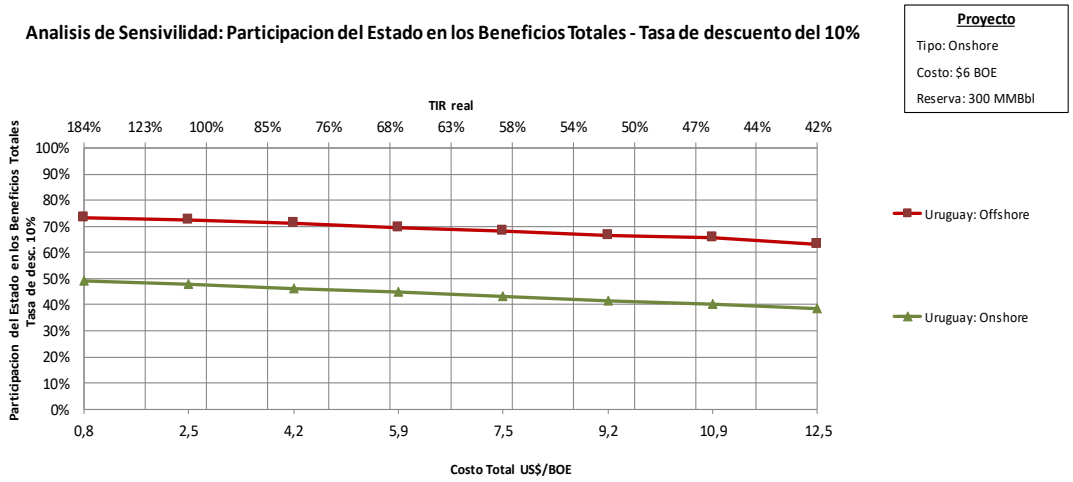
Fuente: Canales Auty

Gráfico 66: Uruguay – Escenario Colombia Average 300 MM









Fuente: Canales Auty

Bbl

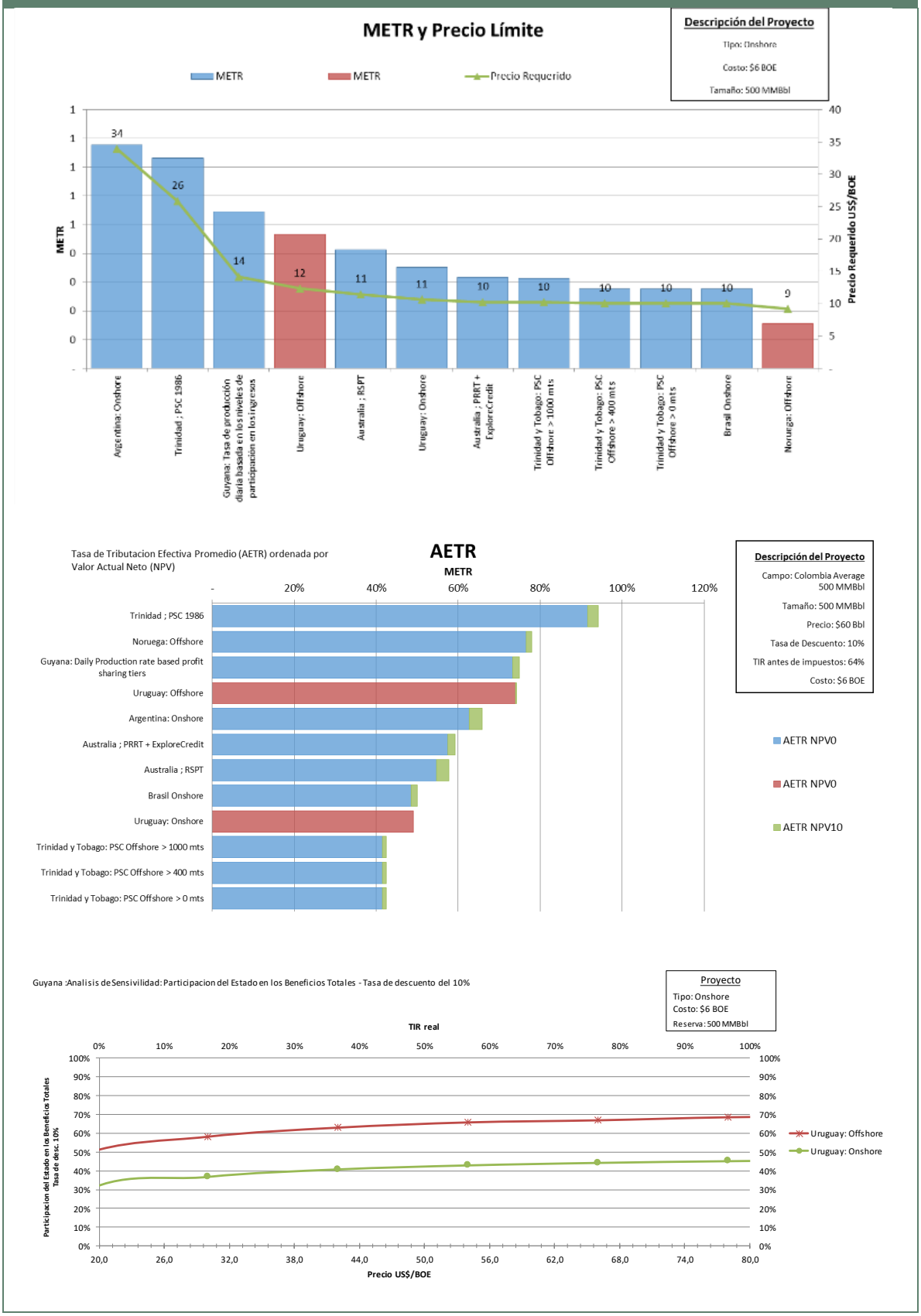
Fuente: Canales Auty

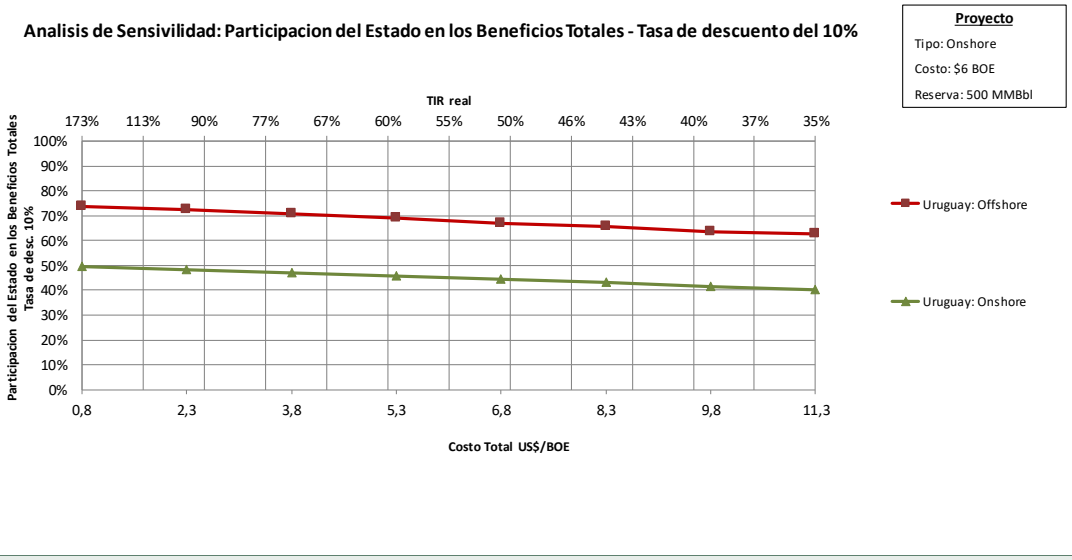
Tabla 55. Uruguay – Escenario Colombia Average 300 MMBbl

Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 44 US$ BOE para el régimen Offshore y 32 US$/BOE para el Onshore. y que el régimen es el régimen es el 4to en neutralidad en Offshore y el régimen mas neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 75% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el Cuarto AETR más alto del grupo analizado. El AETR es mayor a 51% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Onshore y es el AETR más bajo del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 20% - 70% Offshore: Variación de costo 0.8 – 12.5 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 60% Onshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 20% - 45% Onshore: Variación de costo 0.8- 12.5 US$/BOE – Participación del Estado 50% - 40%
A4	Progresividad Costos y TIR	

Fuente: Canales Auty

Gráfico 67: Uruguay – Escenario Colombia Average 500 MMBbl





Fuente: Canales Auty

Tabla 56. Uruguay – Escenario Colombia Average 500 MMBbl

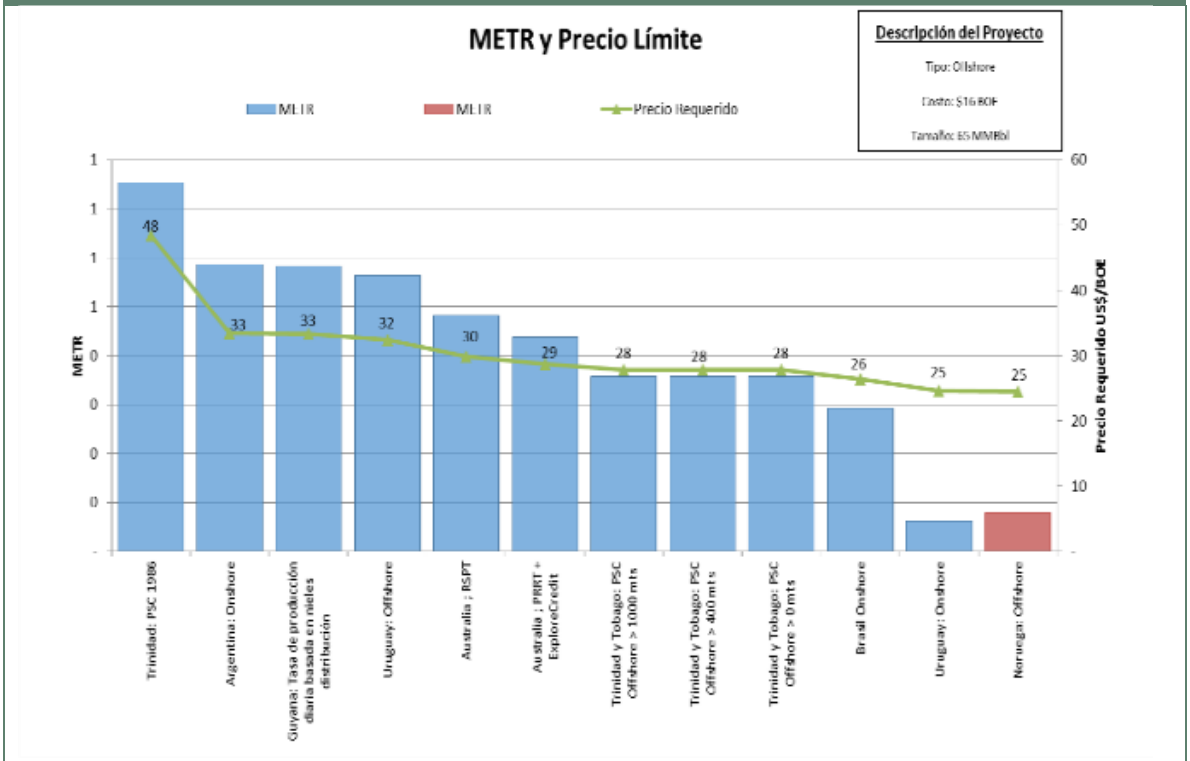
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 12 US$ BOE para el régimen Offshore y 9 US$/BOE para el Onshore. y que el régimen es el régimen es el 4to en neutralidad en Offshore y el régimen más neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 73% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el Cuarto AETR más alto del grupo analizado. El AETR es mayor a 50% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Onshore y es el AETR más bajo del grupo analizado
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 50% - 70-% Offshore: Variación de costo 0.8 – 11.3 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 60%
A4	Progresividad Costos y TIR	Onshore: Variación de precio 20 - 80 US$/MMBtu – Participación del Estado 20% - 48% Onshore: Variación de costo 0.8- 11.3 US$/BOE – Participación del Estado 50% - 40%

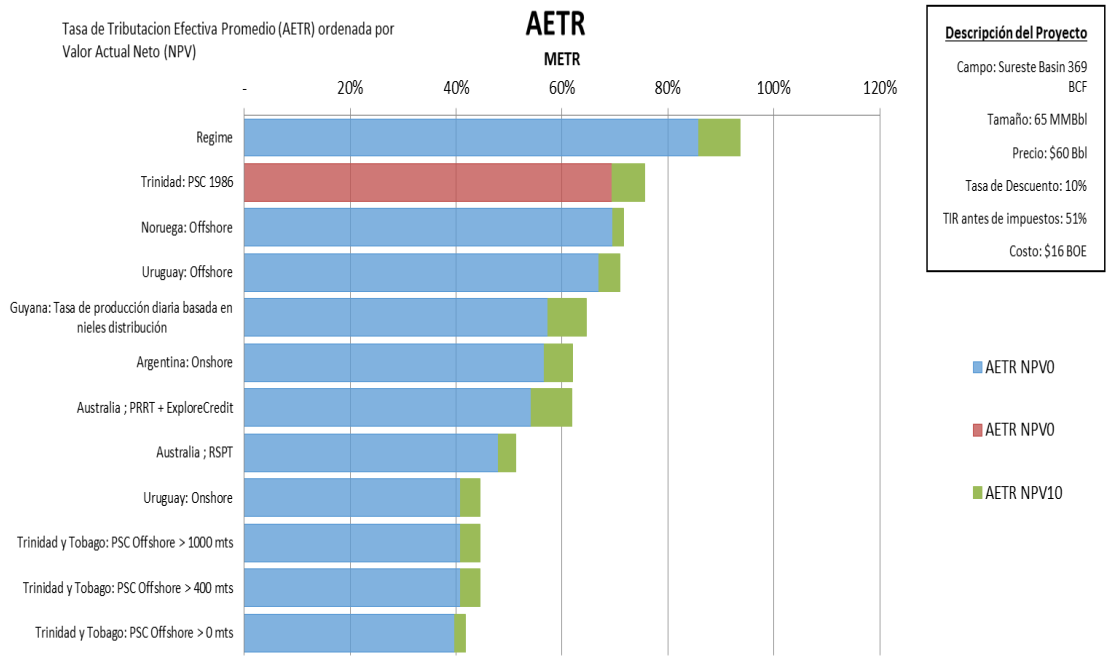
Fuente: Canales Auty

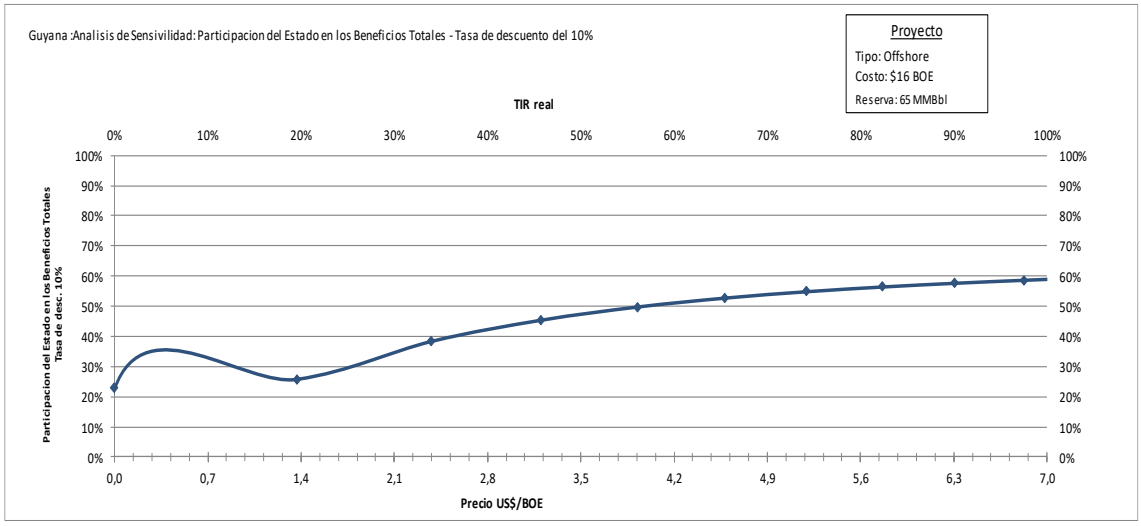
15.4 Noruega

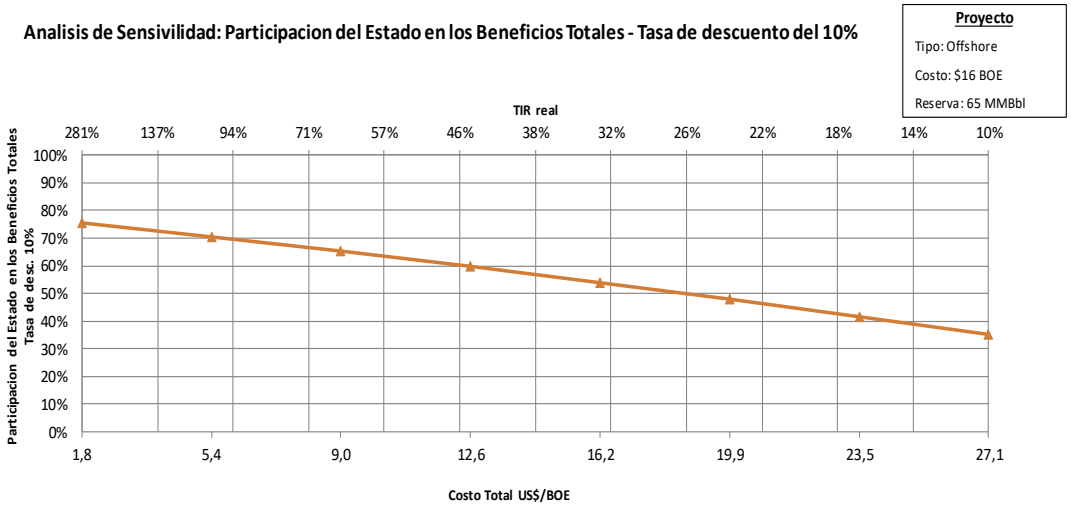
15.4.1 Gas Offshore

Gráfico 68: Noruega – Escenario México 0.4 TCF









Fuente: Canales Auty

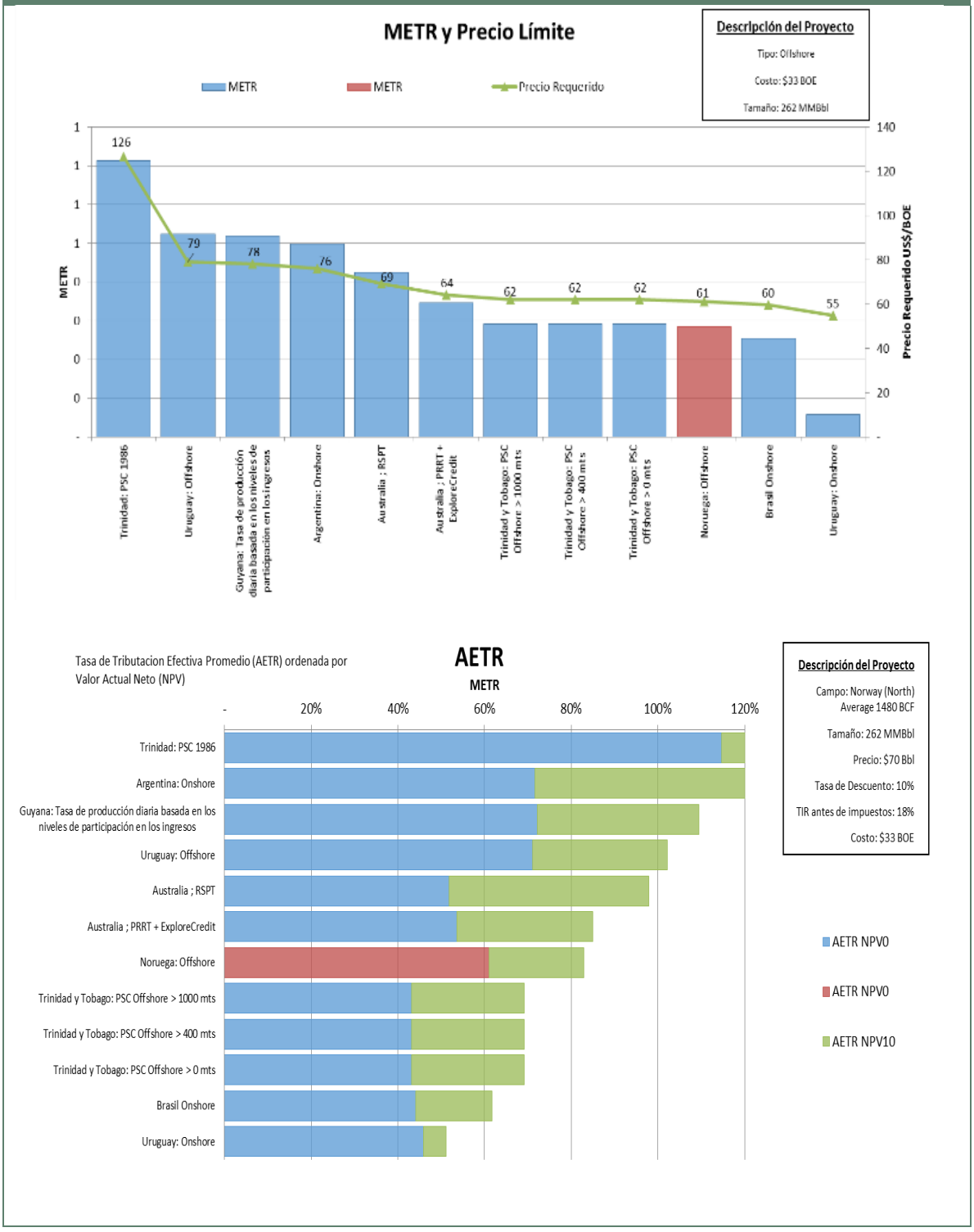
Fuente: Canales Auty

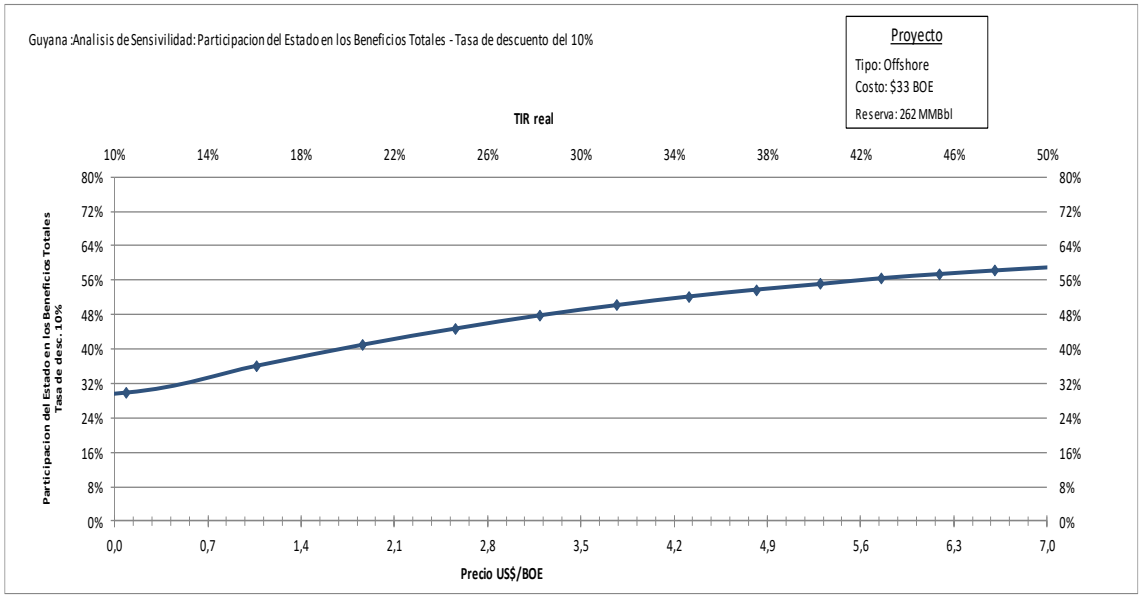
Tabla 57. Noruega – Escenario México 0.4 TCF

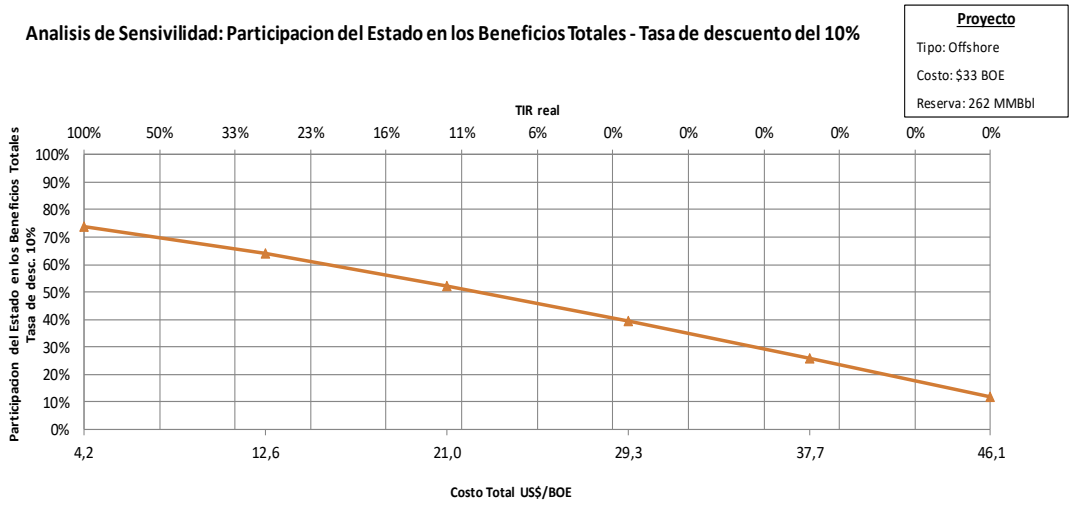
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 25 US$ BOE y que el régimen es el más neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 75% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el 2do AETR más alto del grupo analizado.
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 0 - 7 US$/MMBtu – Participación del Estado 20% - 60-%
A4	Progresividad Costos y TIR	Offshore: Variación de costo 1.8 – 27.3 US$/BOE – Participación del Estado 75% - 30%

Fuente: Canales Auty

Gráfico 69: Noruega – Escenario Noruega 1.48 TCF







Fuente: Canales Auty

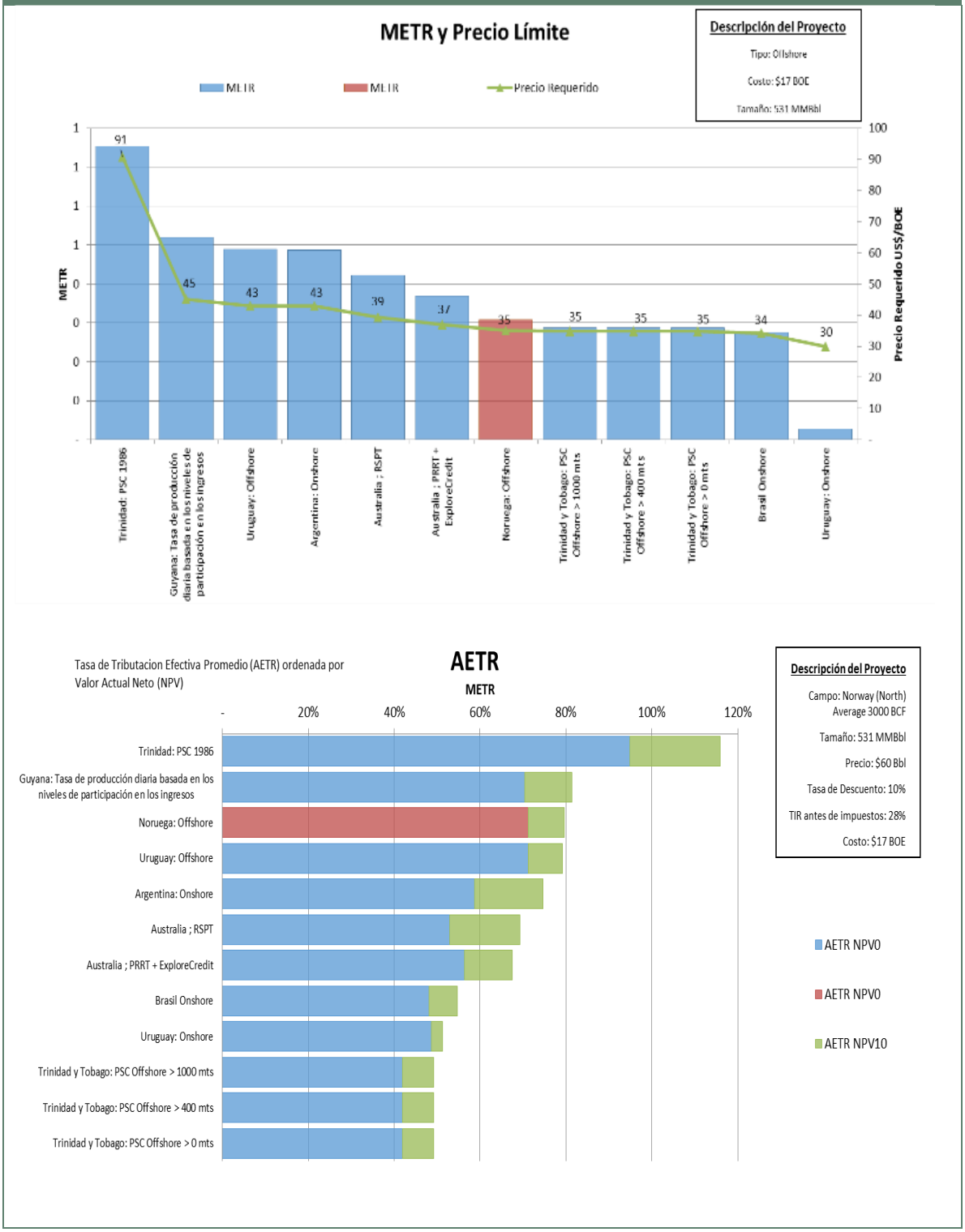
Fuente: Canales Auty

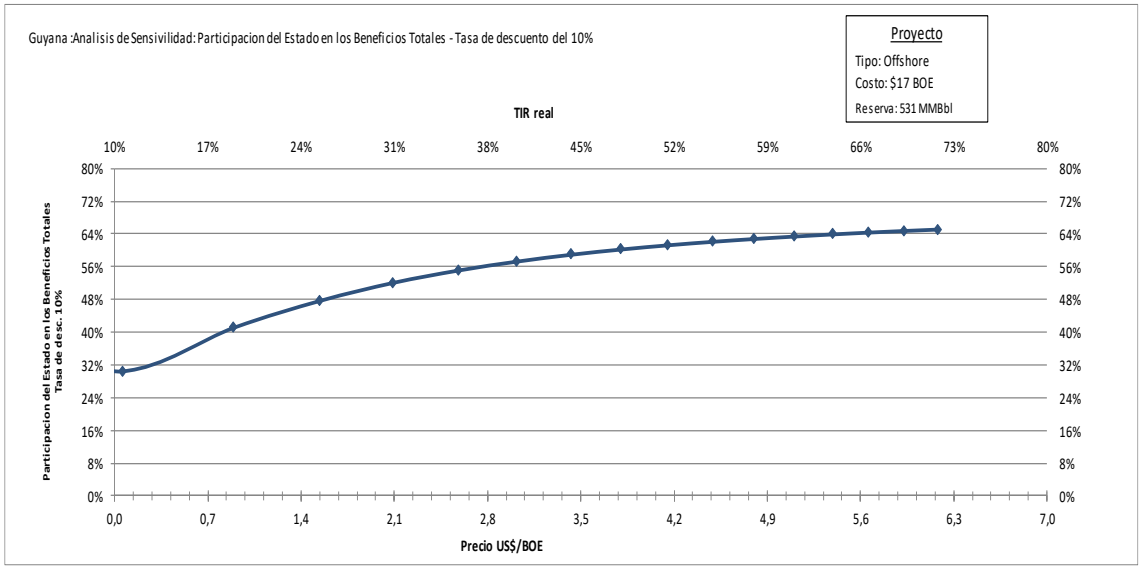
Tabla 58. Noruega – Escenario Noruega 1.48 TCF

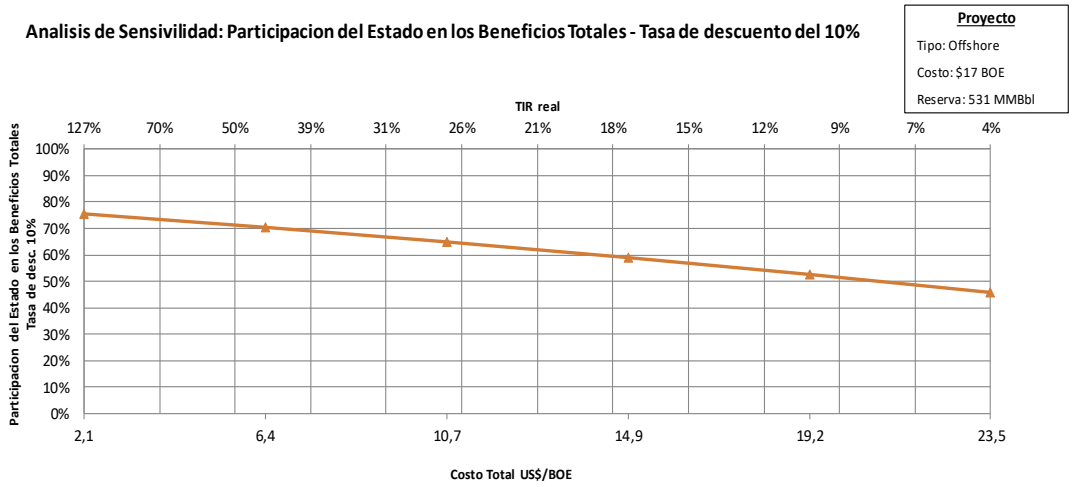
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 61 US$ BOE y que el 3r régimen más neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 82% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el 2do AETR más alto del grupo analizado.
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 0 - 7 US$/MMBtu – Participación del Estado 32% - 60-%
A4	Progresividad Costos y TIR	Offshore: Variación de costo 4 – 46.3 US$/BOE – Participación del Estado 70% - 10%

Fuente: Canales Auty

Gráfico 70: Noruega – Escenario Noruega 3TCF







Fuente: Canales Auty

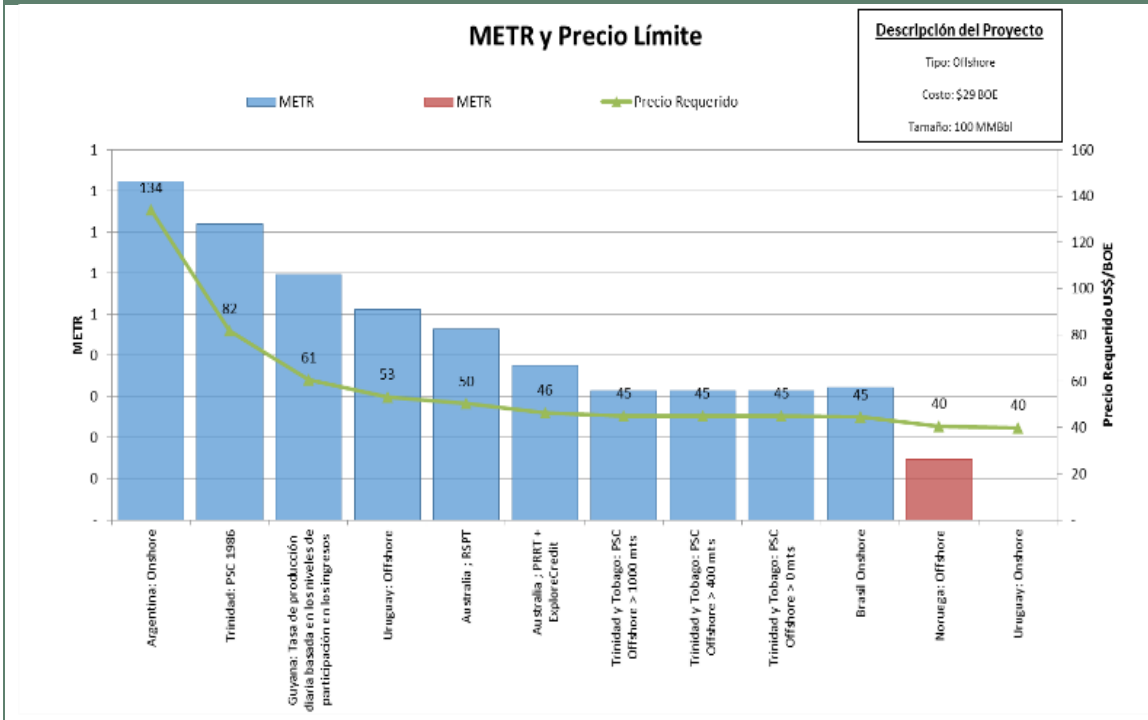
Tabla 59. Noruega – Escenario Noruega 3TCF

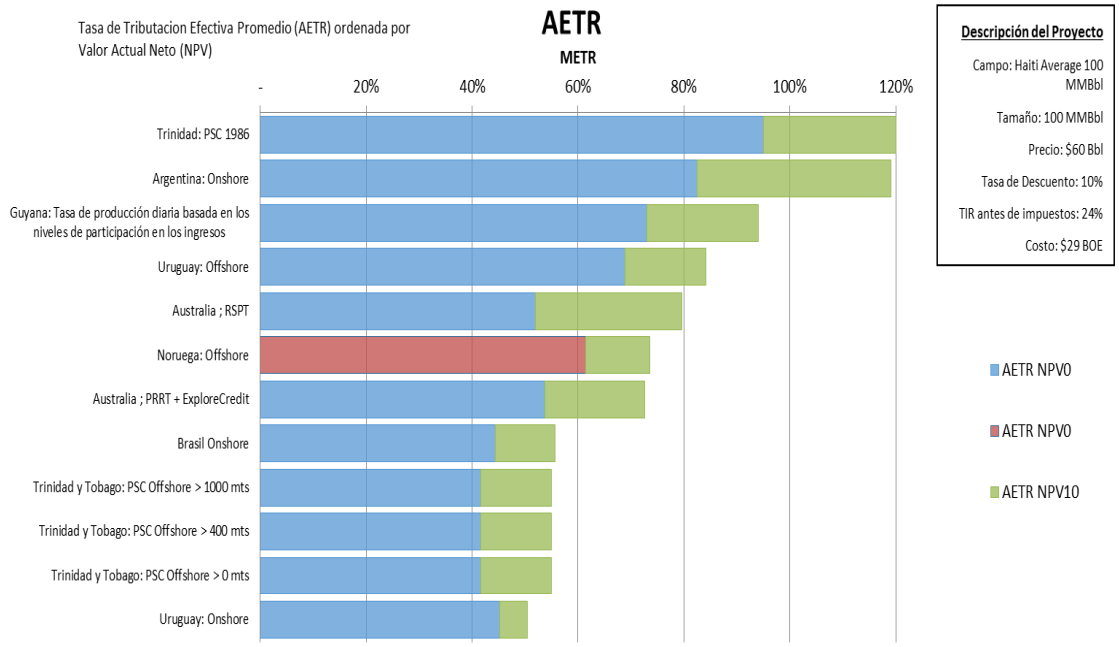
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 35 US$ BOE y que el 3r régimen más neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 80% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el 3ro AETR más alto del grupo analizado.
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 0 - 7 US$/MMBtu – Participación del Estado 32% - 64-%
A4	Progresividad Costos y TIR	Offshore: Variación de costo 2.1 – 23.5 US$/BOE – Participación del Estado 75% - 45%

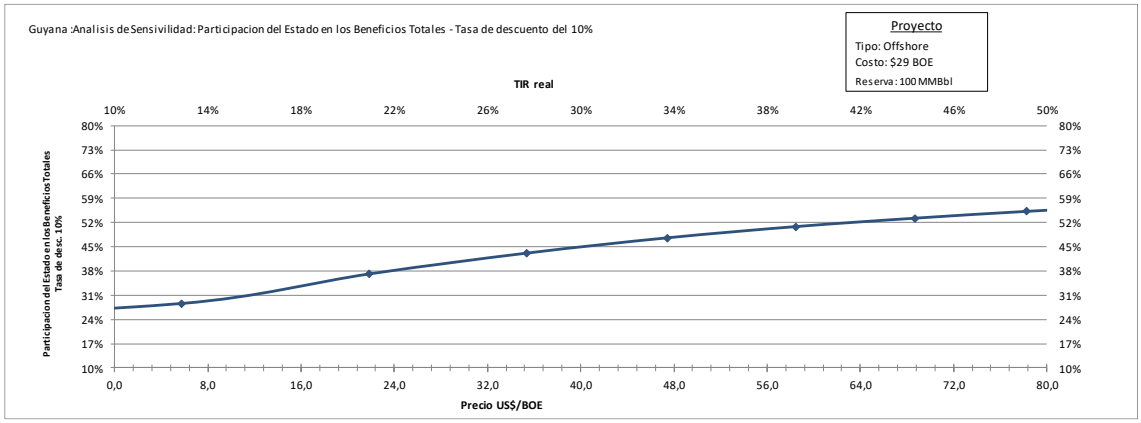
Fuente: Canales Auty

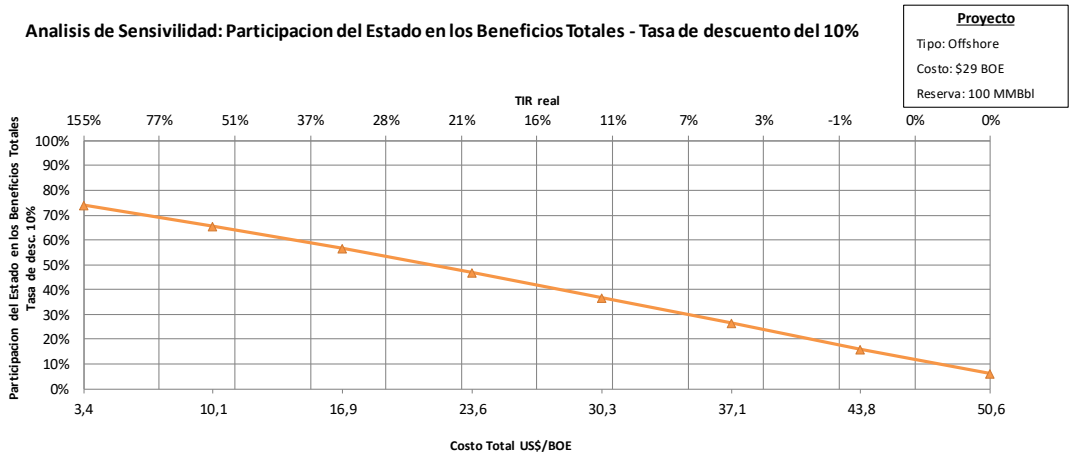
15.4.1.1 Petróleo Offshore

Gráfico 71: Noruega – Escenario Haití 100 MMBbl









Fuente: Canales Auty

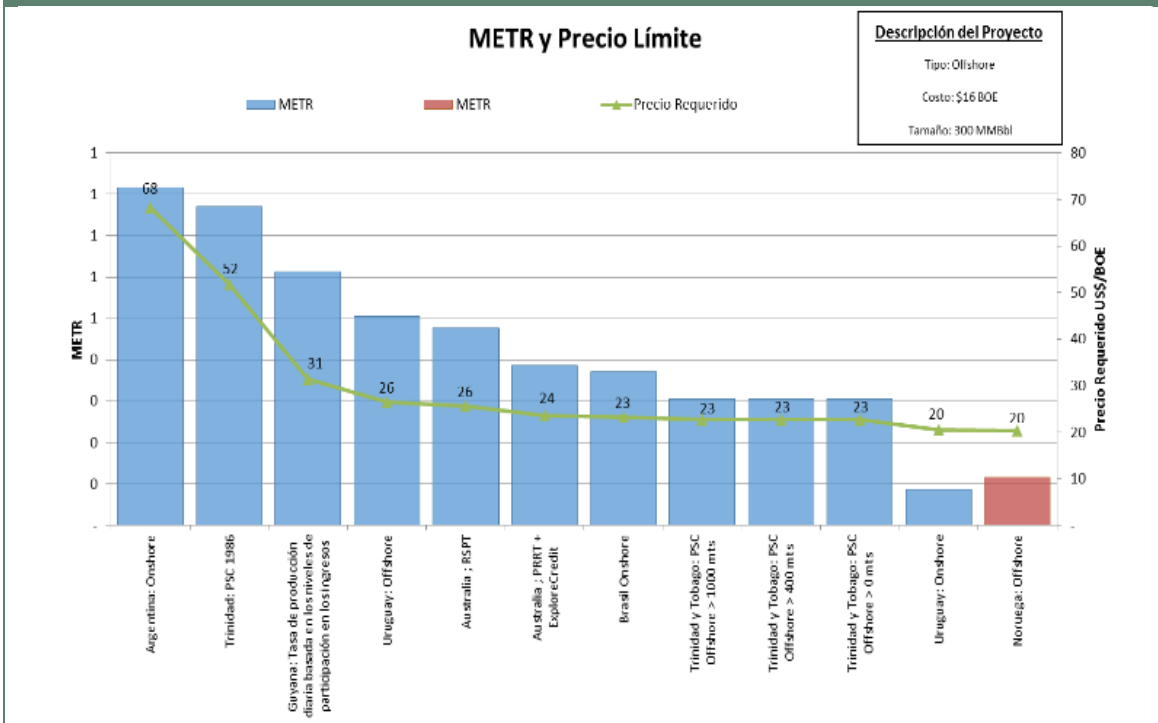
Fuente: Canales Auty

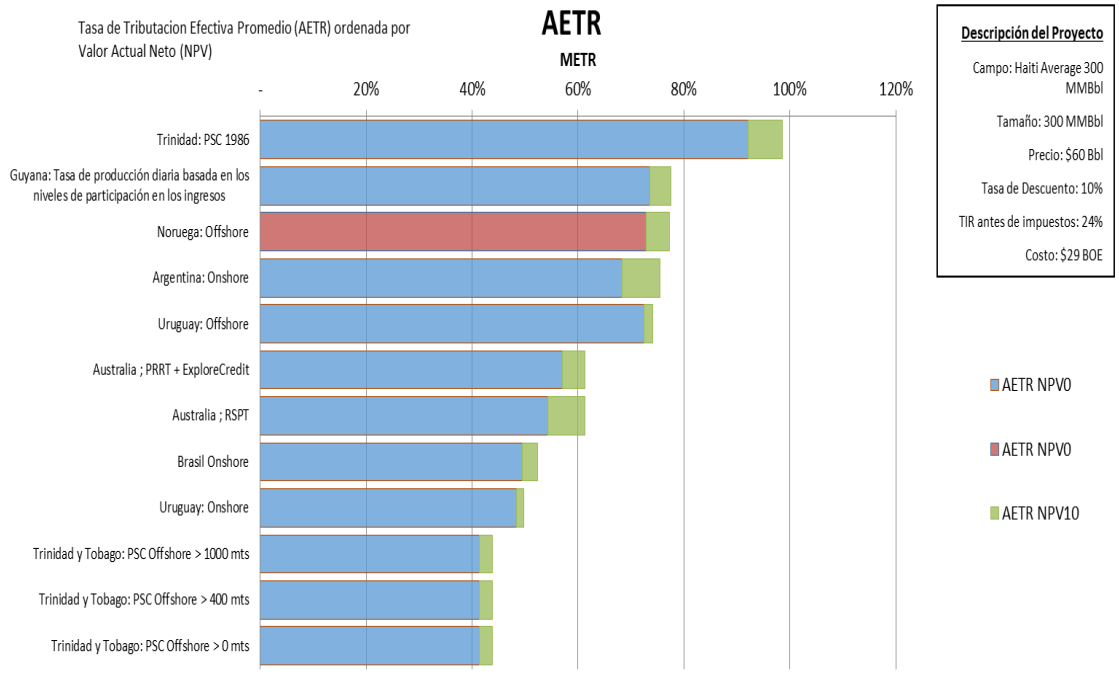
Tabla 60. Noruega – Escenario Haití 100 MMBbl

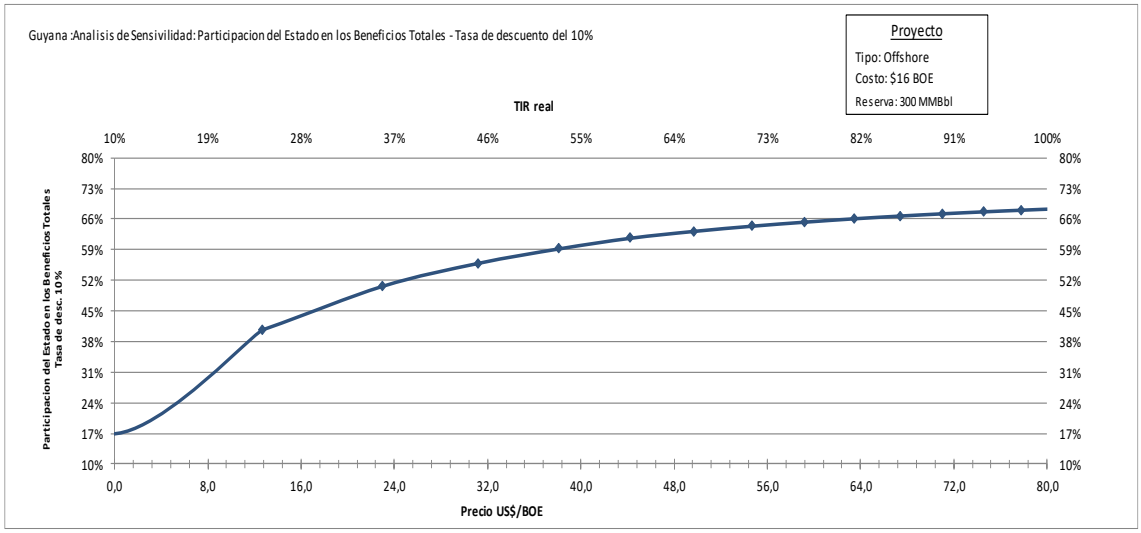
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 35 US$ BOE y que el 3r régimen más neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 80% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el 3ro AETR más alto del grupo analizado.
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 0 - 7 US$/MMBtu – Participación del Estado 32% - 64-%
A4	Progresividad Costos y TIR	Offshore: Variación de costo 2.1 – 23.5 US$/BOE – Participación del Estado 75% - 45%

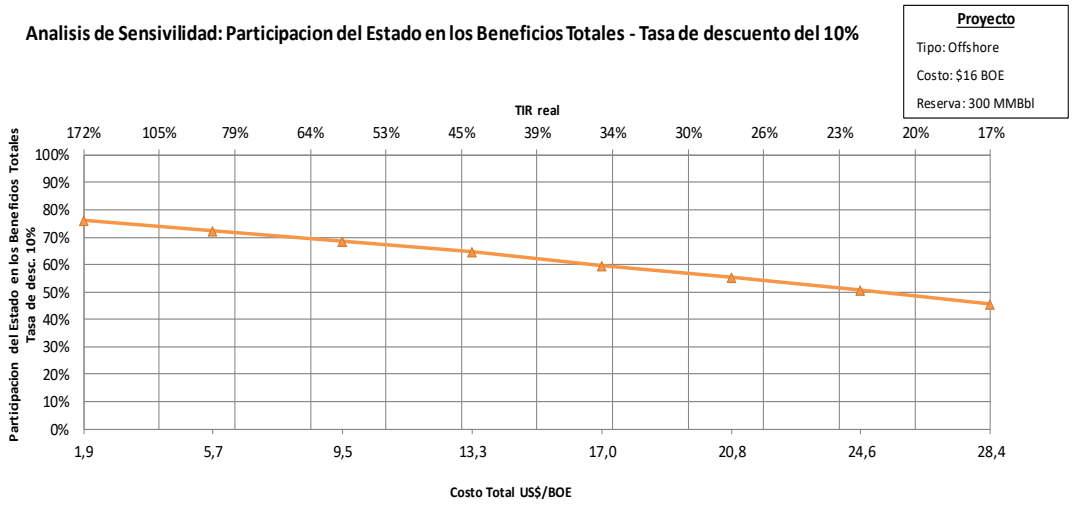
Fuente: Canales Auty

Gráfico 72: Noruega – Escenario Haití 300 MMBbl









Fuente: Canales Auty

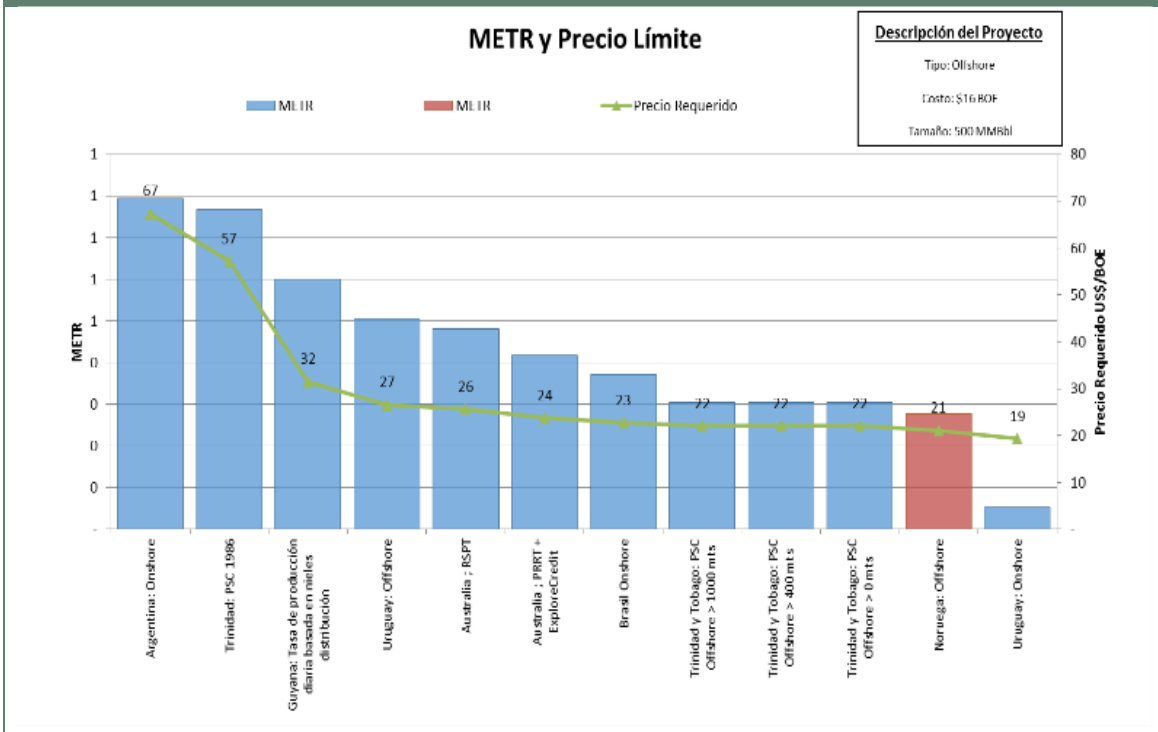
Fuente: Canales Auty

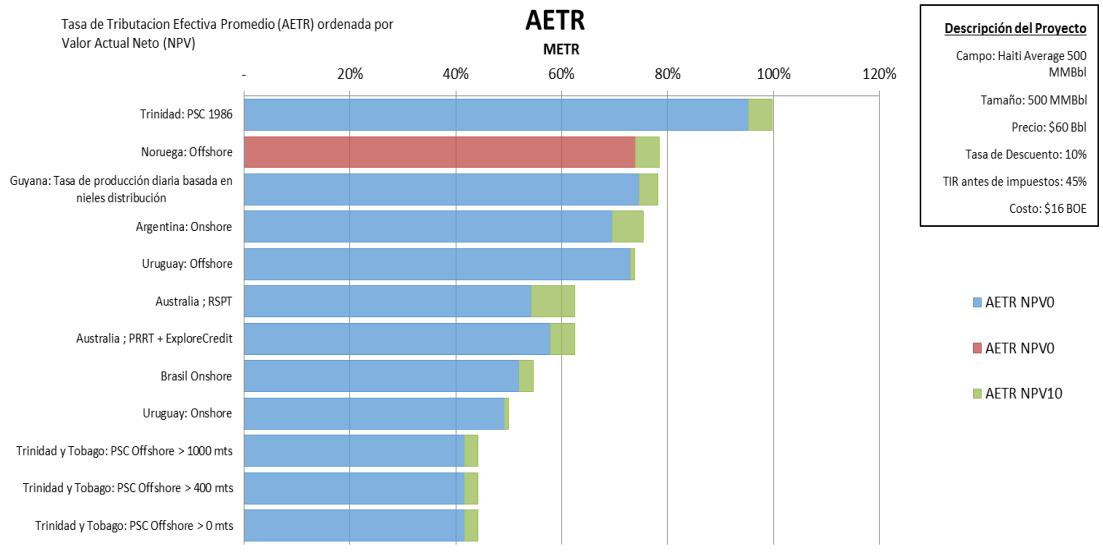
Tabla 61. Noruega – Escenario Haití 300 MMBbl

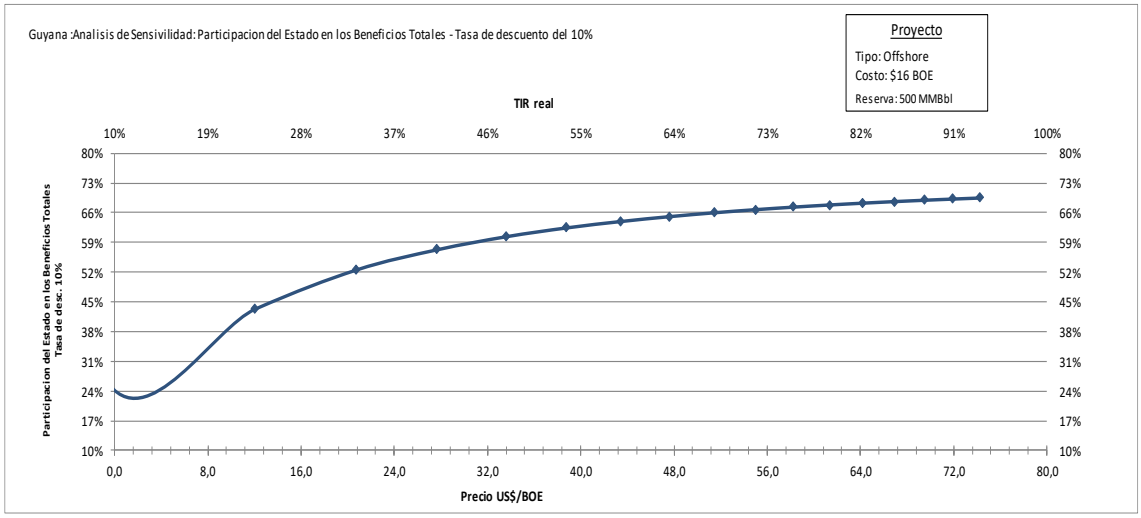
Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 20 US$ BOE y que el 3r régimen más neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 76% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el 3ro AETR más alto del grupo analizado.
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 0 - 7 US$/MMBtu – Participación del Estado 17% - 73-%
A4	Progresividad Costos y TIR	Offshore: Variación de costo 2.1 – 23.5 US$/BOE – Participación del Estado 75% - 43%

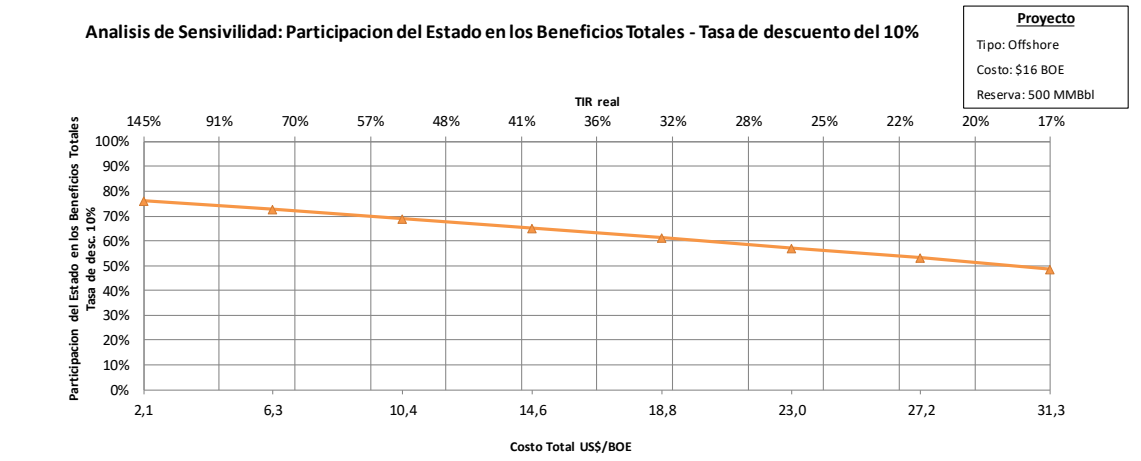
Fuente: Canales Auty

Gráfico 73: Noruega – Escenario Haití 500 MMBbl









Fuente: Canales Auty

Fuente: Canales Auty

Tabla 62. Noruega – Escenario Haití 500 MMBbl

Cuadrante	Variable de medición	Objetivo
A1	METR y precio de Equilibrio	Se aprecia que el precio de equilibrio para obtener un VAN>0 con una tasa de descuento de 10% es de 21 US$ BOE y que el 3r régimen más neutral del grupo analizado en Offshore
A2	AETR	El AETR es mayor a 79% a una tasa de descuento del 10% a un precio de 60 US$/Bbl para el escenario Offshore y es el 3ro AETR más alto del grupo analizado.
A3	Progresividad Precios y TIR	Offshore: Variación de precio 0 - 80 US$/BBl – Participación del Estado 17% - 73-%
A4	Progresividad Costos y TIR	Offshore: Variación de costo 2.1 – 31.3 US$/BOE – Participación del Estado 75% - 43%

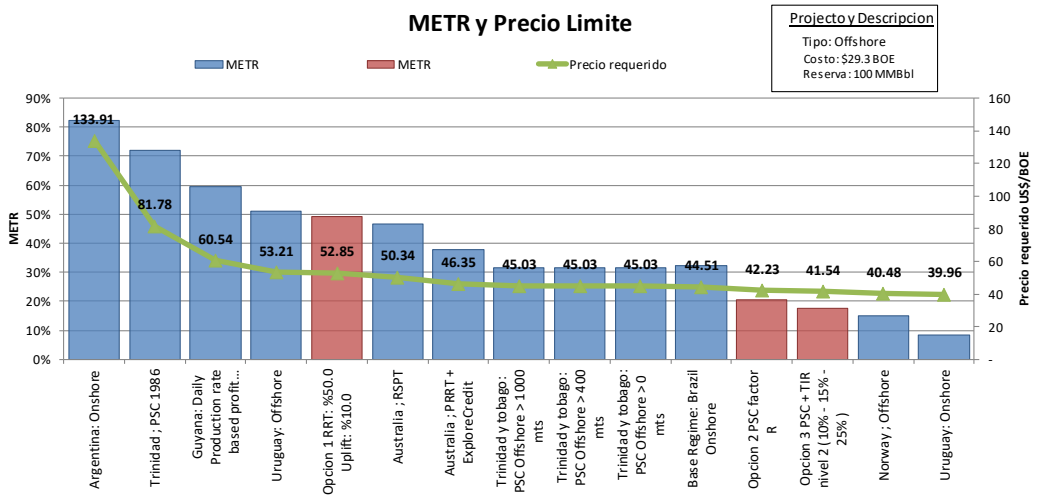
Fuente: Canales Auty

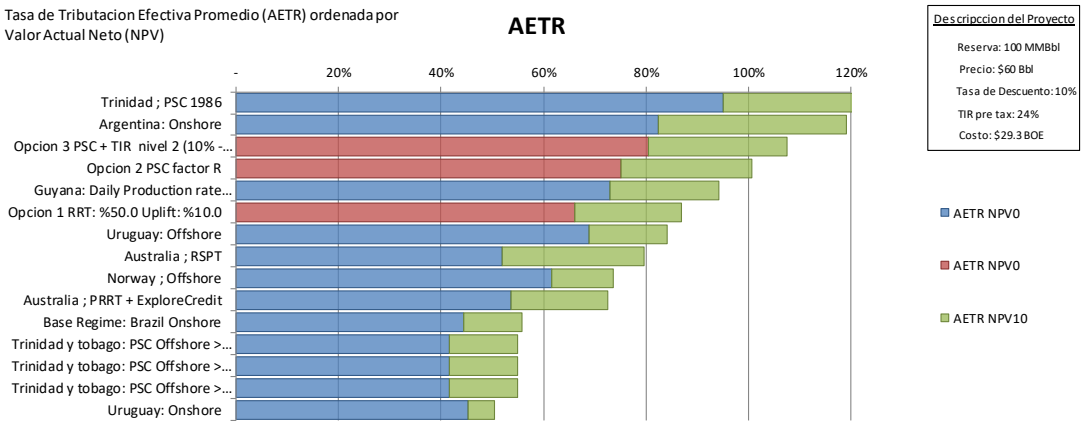
16 Anexo 3: Los Resultados de las Políticas Fiscales Propuestas

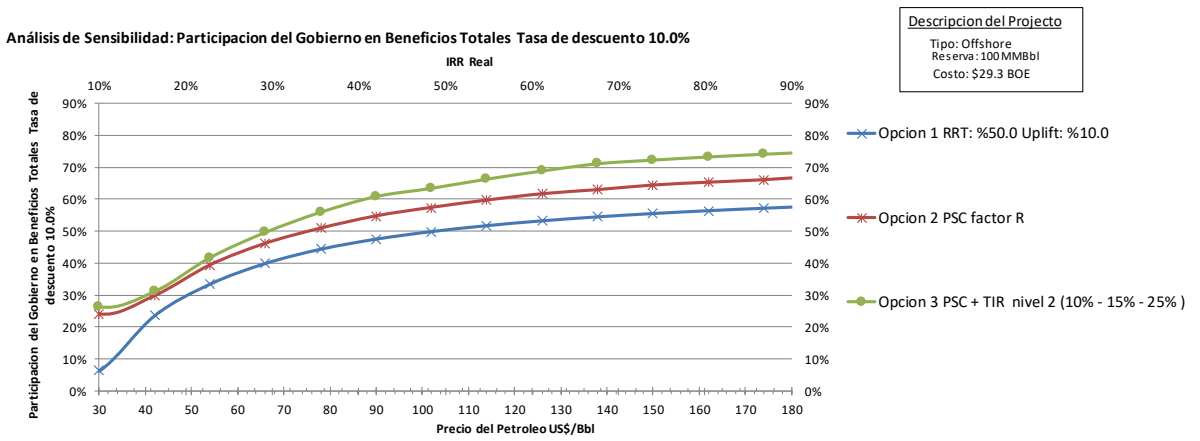
En esta sección se procede a evaluar los regímenes fiscales Opción 1, 2 y 3. El análisis está enfocado en mejorar el entendimiento de estos regímenes fiscales y como se compara un régimen fiscal contra otros. Para este fin se procede a utilizar el modelo económico descrito con anterioridad.

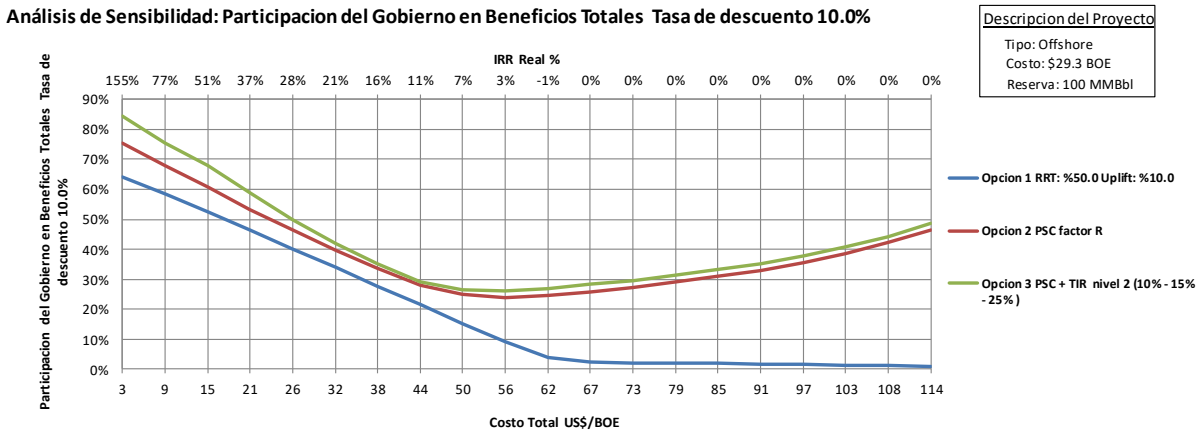
16.1 Petróleo Offshore

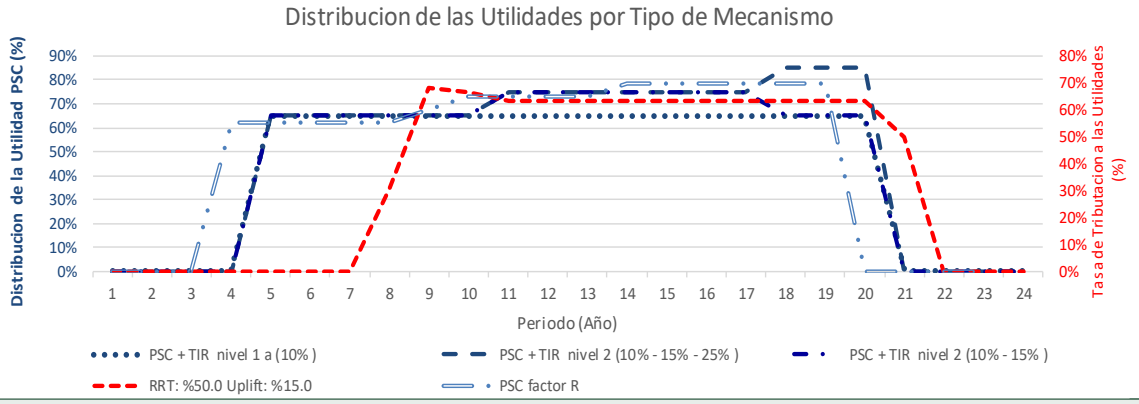
Gráfico 74: República Dominicana – Escenario Haití 100 MMBbl











Fuente: Canales Auty

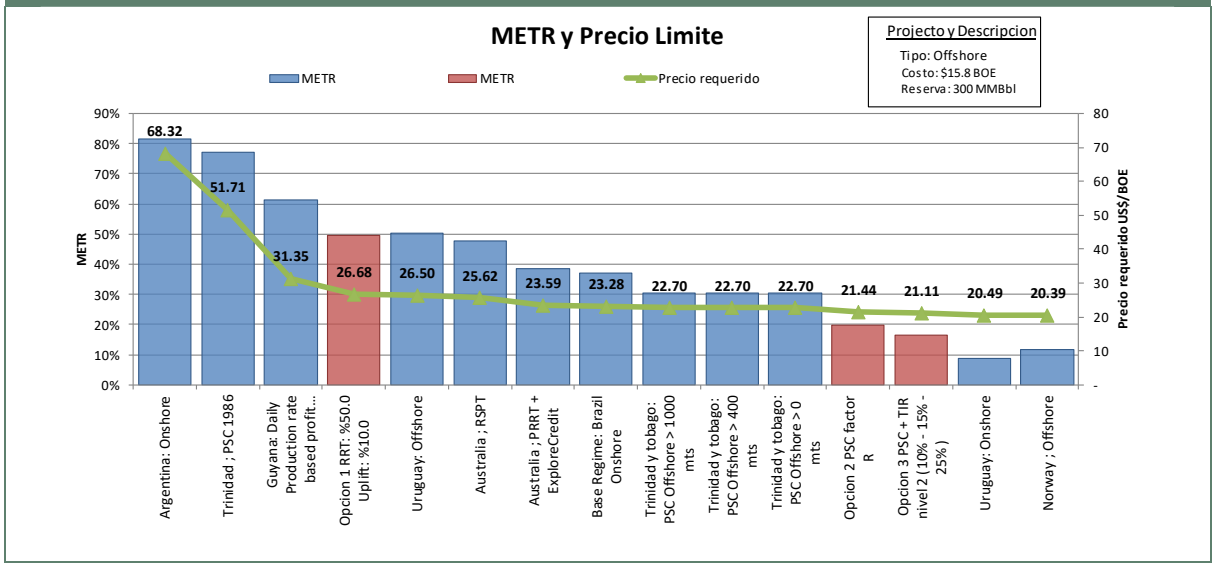
Tabla 63. República Dominicana – Escenario Haití 100 MMBbl

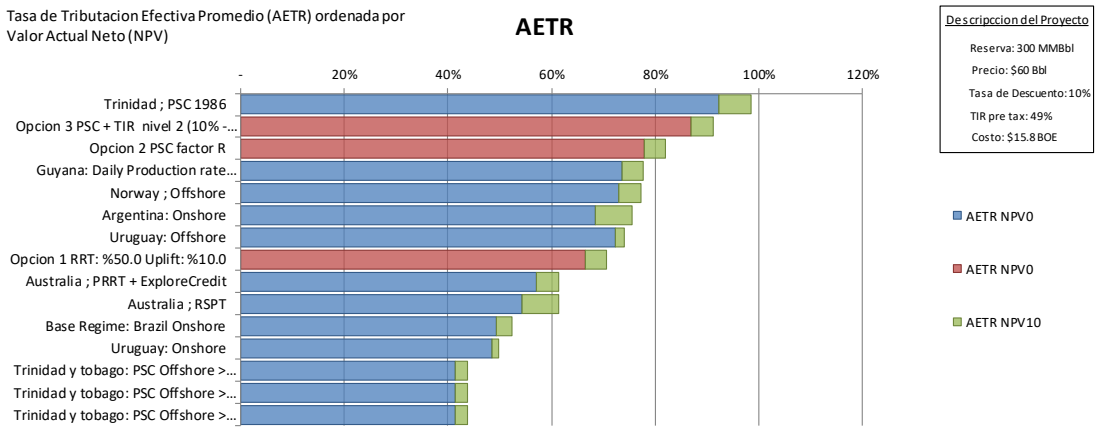
Cuadrante	Variable de medición		
Opción	Opción 1 (T+I) RRT	Opción 2 PSC: Factor R	Opción 3 PSC: TIR

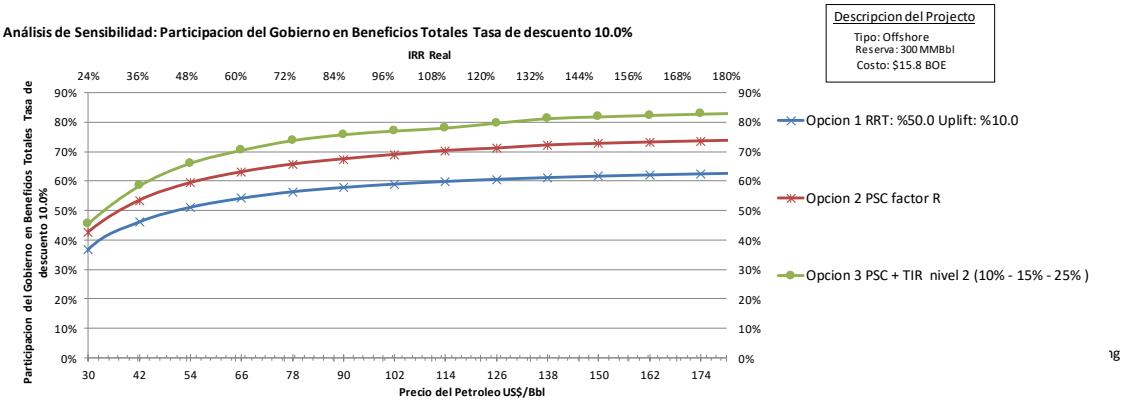
A1	Neutralidad: METR y Precio de Equilibrio	METR=50% PE = 52.US$/BOE	METR=20% PE =42 US$/BOE	METR=19% PE =41 US$/BOE
A2	Maximización delo VAN del Estado AETR	AETR= 85% Proyecto no Viable	AETR> 100% Proyecto no Viable	AETR> 100% Proyecto no Viable
A3	Flexibilidad: Progresividad Precios y TIR	BT= [5%-59%] VP=[30 – 180 US$/BOE]	BT= [25%-67%] VP=[30 – 180 US$/BOE]	BT= [26%-77%] VP=[30 – 180 US$/BOE]
A4	Progresividad Costos y TIR	BT= [64%-5%] VC=[3 – 60 US$/BOE]	BT= [75%-25%] VC=[3 – 60 US$/BOE]	BT= [83%-26%] VC=[3 – 60 US$/BOE]
Línea de participación	Ingresos Tempranos	Activación en año: 7	Activación en año: 3	Activación en año: 4

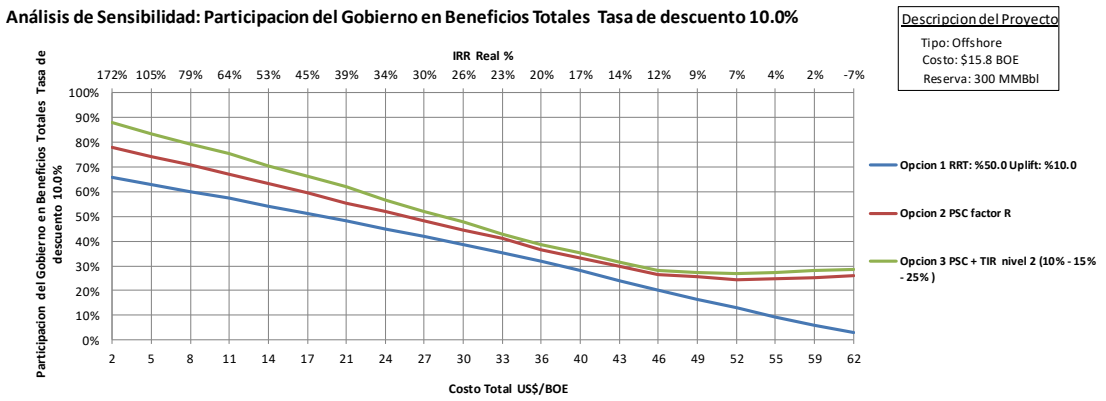
Fuente: Canales Auty

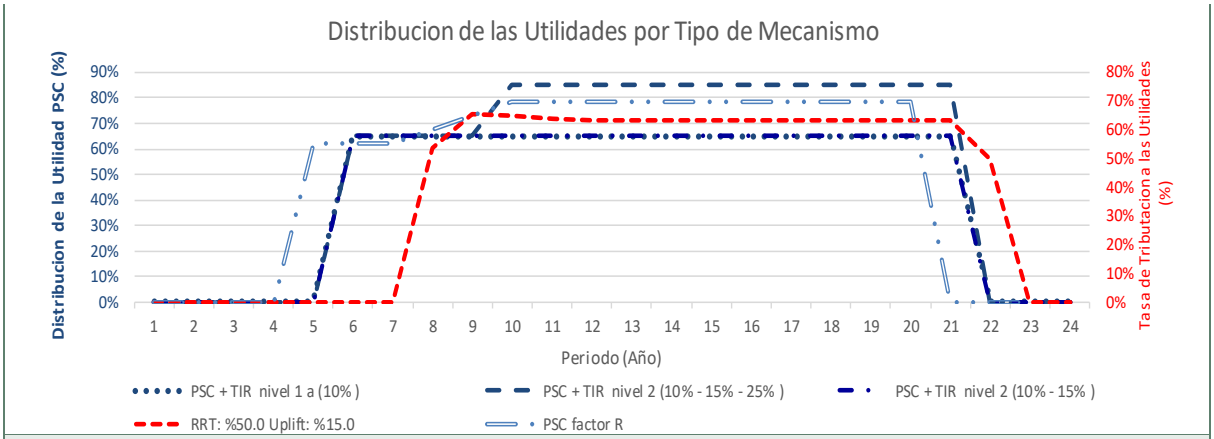
Gráfico 75: República Dominicana – Escenario Haití 300 MMBbl




Tasa de Tributacion Efectiva Promedio (AETR) ordenada por Valor Actual Neto (NPV)
AETR
- 20% 40% 60% 80% 100% 120%
Trinidad ; PSC 1986
Opcion 3 PSC + TIR nivel 2 (10% -...
Opcion 2 PSC factor R
Guyana: Daily Production rate...
Norway ; Offshore
Argentina: Onshore
Uruguay: Offshore
Opcion 1 RRT: %50.0 Uplift: %10.0
Australia ; PRRT + ExploreCredit
Australia ; RSPT
Base Regime: Brazil Onshore
Uruguay: Onshore
Trinidad y tobago: PSC Offshore >...
Trinidad y tobago: PSC Offshore >...
Trinidad y tobago: PSC Offshore >...
Descripccion del Proyecto
Reserva: 300 MMBbl
Precio: $60 Bbl
Tasa de Descuento: 10%
TIR pre tax: 49%
Costo: $15.8 BOE
AETR NPV0
AETR NPV0
AETR NPV10


Análisis de Sensibilidad: Participacion del Gobierno en Beneficios Totales Tasa de descuento 10.0%
IRR Real
24% 36% 48% 60% 72% 84% 96% 108% 120% 132% 144% 156% 168% 180%
Participacion del Gobierno en Beneficios Totales Tasa de descuento 10.0%
0% 10% 20% 30% 40% 50% 60% 70% 80% 90%
30 42 54 66 78 90 102 114 126 138 150 162 174
Precio del Petroleo US$/Bbl
Descripcion del Projecto
Tipo: Offshore
Reserva: 300 MMBbl
Costo: $15.8 BOE
Opcion 1 RRT: %50.0 Uplift: %10.0
Opcion 2 PSC factor R
Opcion 3 PSC + TIR nivel 2 (10% - 15% - 25%)


Análisis de Sensibilidad: Participacion del Gobierno en Beneficios Totales Tasa de descuento 10.0%
IRR Real %
172% 105% 79% 64% 53% 45% 39% 34% 30% 26% 23% 20% 17% 14% 12% 9% 7% 4% 2% -7%
Participacion del Gobierno en Beneficios Totales Tasa de descuento 10.0%
0% 10% 20% 30% 40% 50% 60% 70% 80% 90% 100%
2 5 8 11 14 17 21 24 27 30 33 36 40 43 46 49 52 55 59 62
Costo Total US$/BOE
Descripcion del Proyecto
Tipo: Offshore
Costo: $15.8 BOE
Reserva: 300 MMBbl
Opcion 1 RRT: %50.0 Uplift: %10.0
Opcion 2 PSC factor R
Opcion 3 PSC + TIR nivel 2 (10% - 15% - 25%)



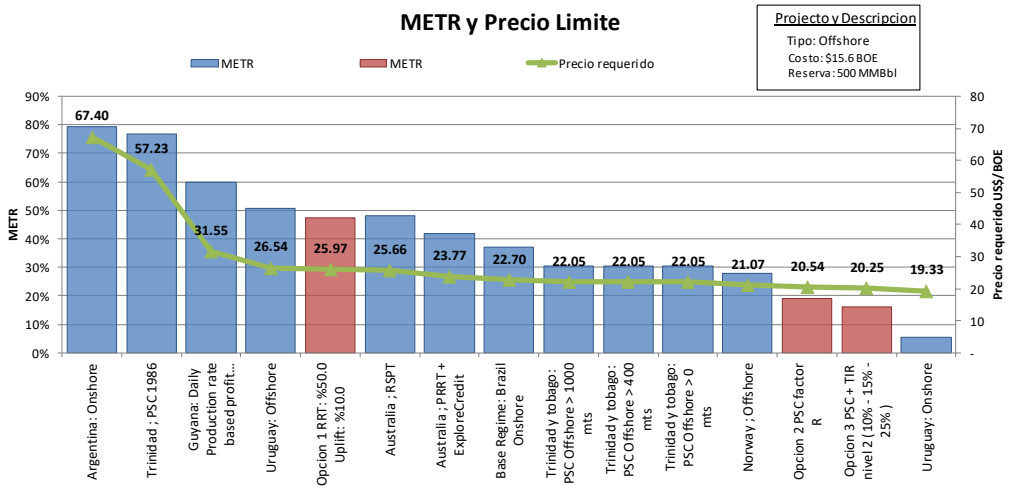
Fuente: Canales Auty

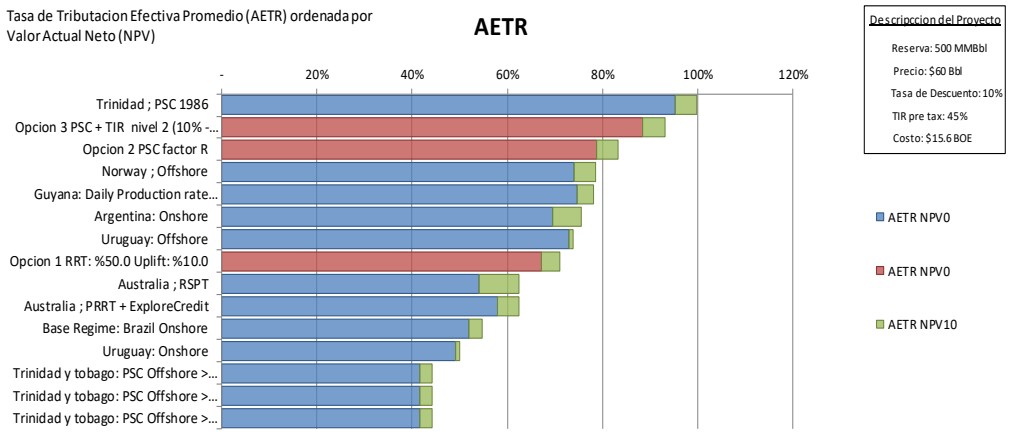
Tabla 64. República Dominicana – Escenario Haití 300 MMBbl

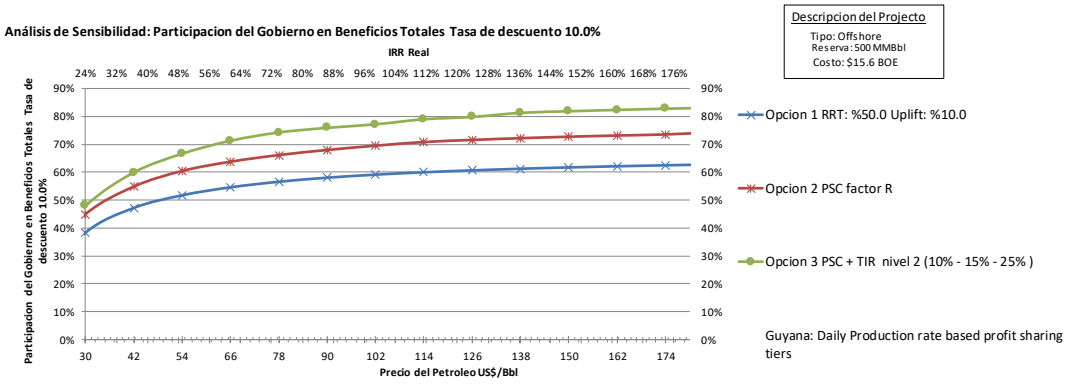
Cuadrante	Variable de medición			
	Opción	Opción 1 (T+I) RRT	Opción 2 PSC: Factor R	Opción 3 PSC: TIR
A1	Neutralidad: METR y Precio de Equilibrio	METR=50% PE =27 US$/BOE	METR=20% PE =21 US$/BOE	METR=18% PE =21 US$/BOE
A2	Maximización delo VAN del Estado AETR	AETR= 72% Proyecto no Viable	AETR = 82% Proyecto no Viable	AETR = 90% Proyecto no Viable
A3	Flexibilidad: Progresividad Precios y TIR	BT= [35%-63%] VP=[30 – 174 US$/BOE]	BT= [42%-74%] VP=[30 – 174 US$/BOE]	BT= [46%-82%] VP=[30 – 174 US$/BOE]
A4	Progresividad Costos y TIR	BT= [68%-5%] VP=[2 – 74 US$/BOE]	BT= [82%-25%] VP=[2 – 74 US$/BOE]	BT= [90%-27%] VP=[2 – 74 US$/BOE]
Línea de participación	Ingresos Tempranos	Activación en año: 7	Activación en año: 4	Activación en año: 5

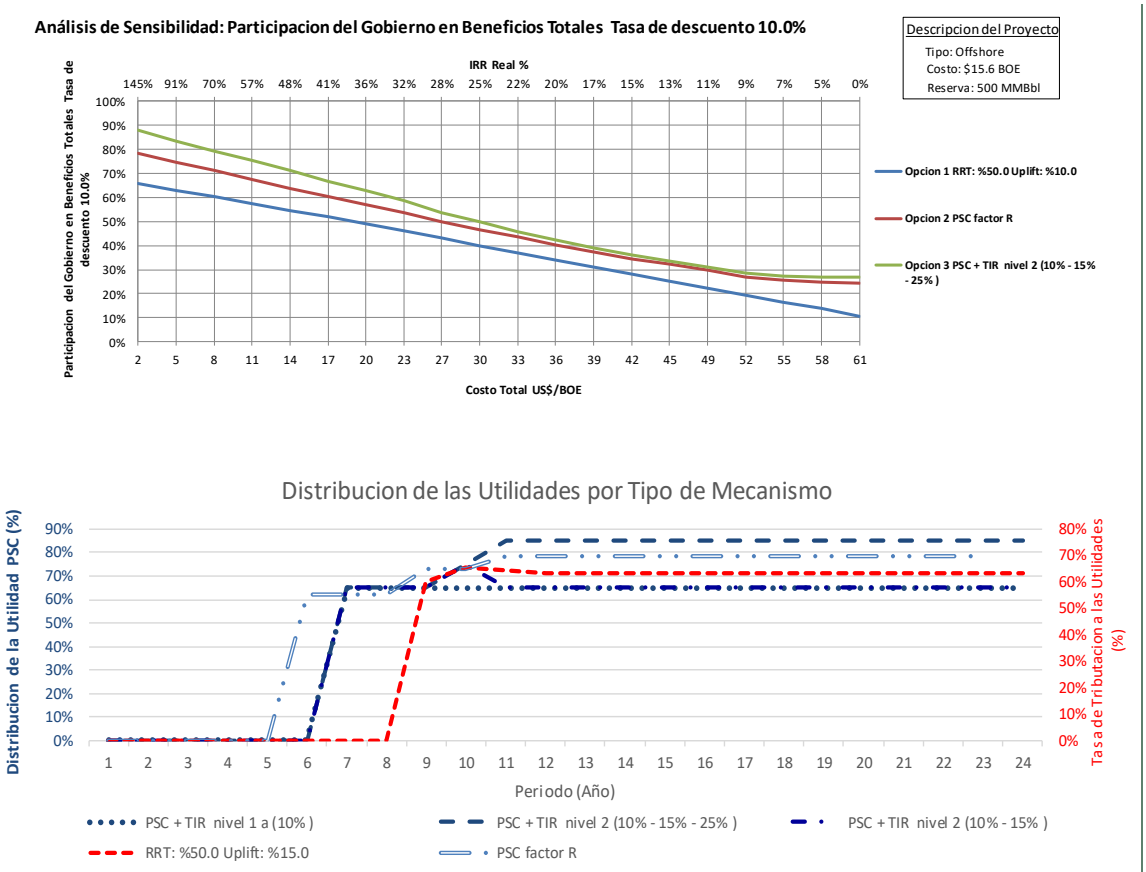
Fuente: Canales Auty

Gráfico 76: República Dominicana – Escenario Haití 500 MMBbl









Fuente: Canales Auty

Tabla 65. República Dominicana – Escenario Haití 500 MMBbl

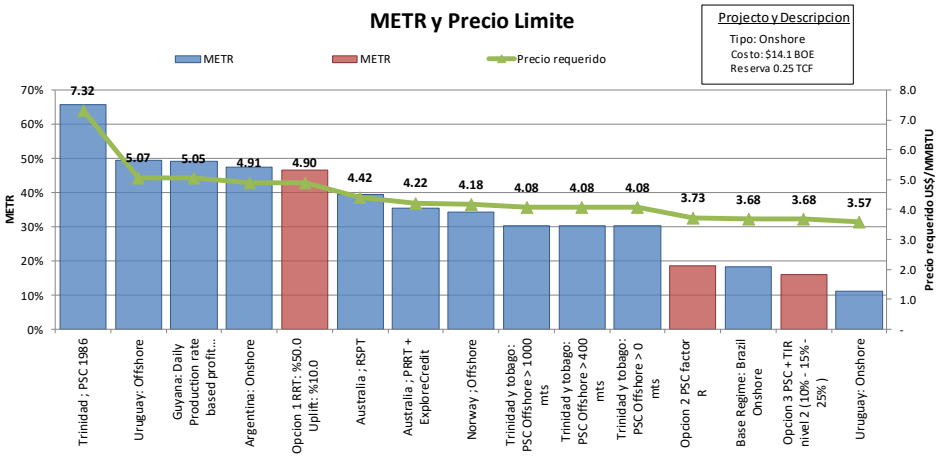
Cuadrante	Variable de medición			
	Opción	Opción 1 (T+I) RRT	Opción 2 PSC: Factor R	Opción 3 PSC: TIR
A1	Neutralidad: METR y Precio de Equilibrio	METR=50% PE =26 US$/BOE	METR=20% PE =19 US$/BOE	METR=19% PE =17 US$/BOE
A2	Maximización delo VAN del Estado AETR	AETR=74% Proyecto Viable	AETR = 82% Proyecto Viable	AETR = 92% Proyecto Marginal
A3	Flexibilidad: Progresividad Precios y TIR	BT= [39%-61%] VP=[30 – 174 US$/BOE]	BT= [45%-74%] VP=[30 – 174 US$/BOE]	BT= [47%-82%] VP=[30 – 174 US$/BOE]
A4	Progresividad Costos y TIR	BT= [65%-10%]	BT= [80%-24%]	BT= [90%-25%]

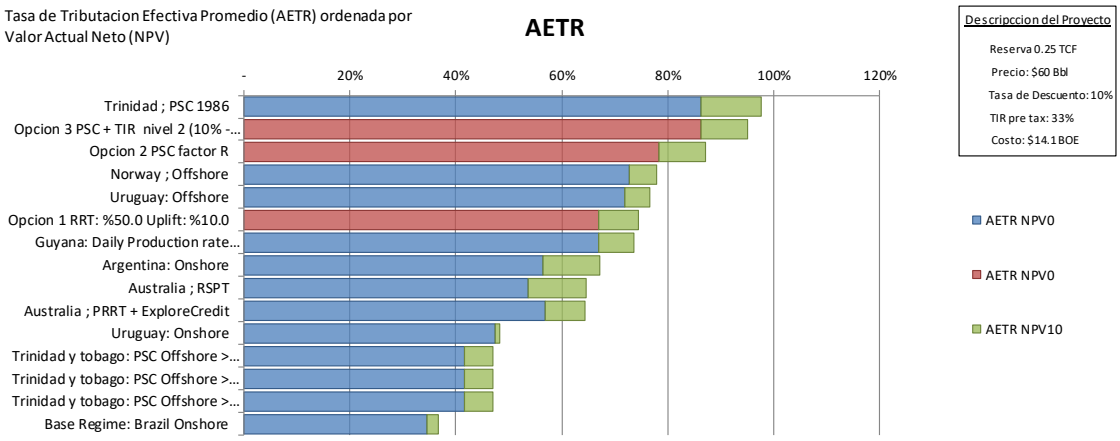
		VP=[2 – 61 US$/BOE]	VP=[2 – 61 US$/BOE]	VP=[2 – 61 US$/BOE]
Línea de participación	Ingresos Tempranos	Activación en año: 8	Activación en año: 5	Activación en año: 6

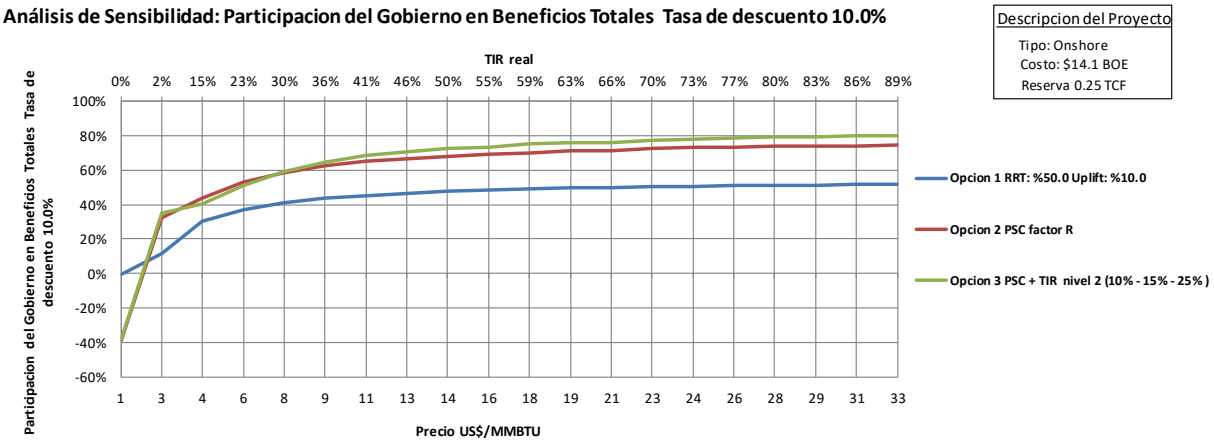
Fuente: Canales Auty

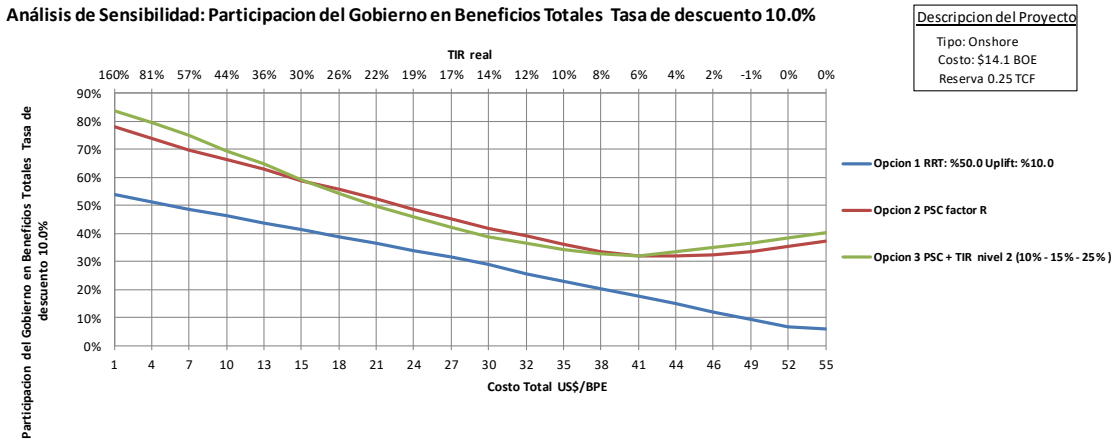
16.2 Gas Onshore

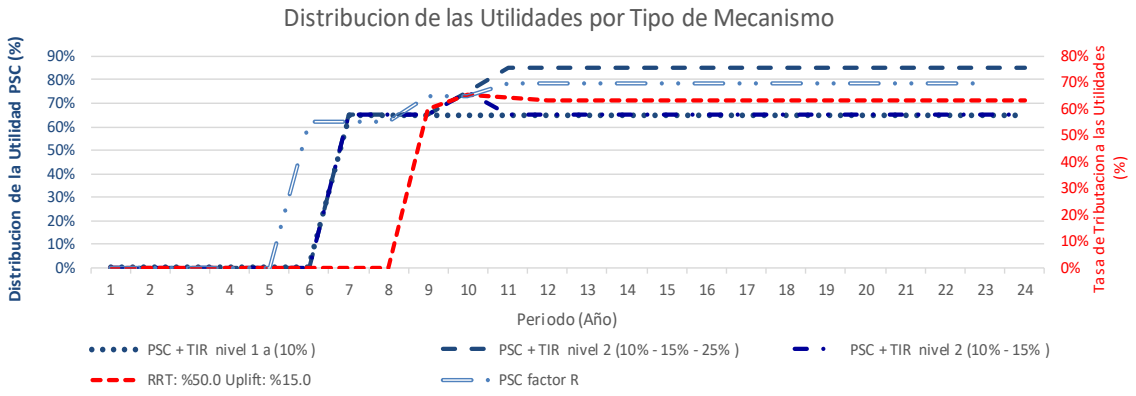
Gráfico 77: República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 0.25 TCF











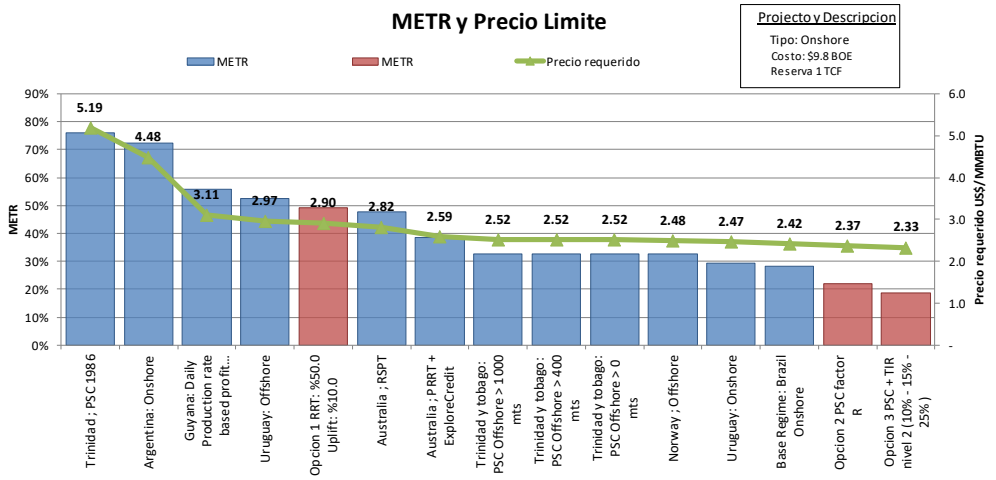
Fuente: Canales Auty

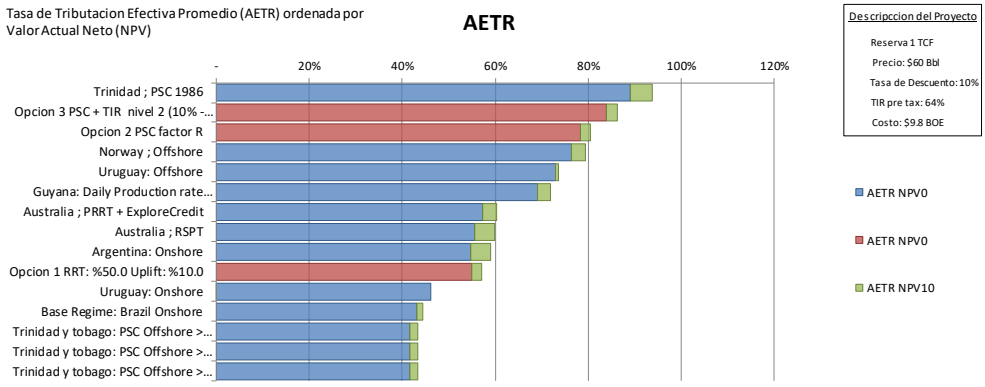
Tabla 66. República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 0.25 TCF

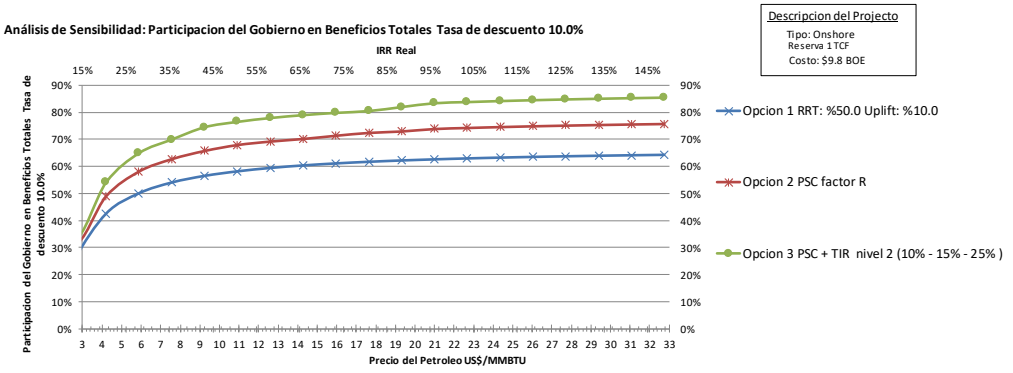
Cuadrante	Variable de medición			
	Opción	Opción 1 (T+I) RRT	Opción 2 PSC: Factor R	Opción 3 PSC: TIR
A1	Neutralidad: METR y Precio de Equilibrio	METR=47% PE =4.90 US$/MMBTU	METR=19% PE =3.73 US$/MMBTU	METR=16% PE =3.68 US$/MMBTU
A2	Maximización delo VAN del Estado AETR	AETR= 72% Proyecto Viable	AETR = 85% Proyecto Viable	AETR = 92% Proyecto Marginal
A3	Flexibilidad: Progresividad Precios y TIR	BT= [38%-62%] VP=[1 – 30 US$/MMBTU]	BT= [45%-75%] VP=[1 – 30 US$/MMBTU]	BT= [48%-82%] VP=[1 – 30 US$/MMBTU]
A4	Progresividad Costos y TIR	BT= [54%-10%] VC=[1– 48 US$/MMBTU]	BT= [79%-31%] VC=[1– 48 US$/MMBTU]	BT= [82%-32%] VC=[1– 48 US$/MMBTU]
Línea de participación	Ingresos Tempranos	Activación en año: 8	Activación en año: 5	Activación en año: 6

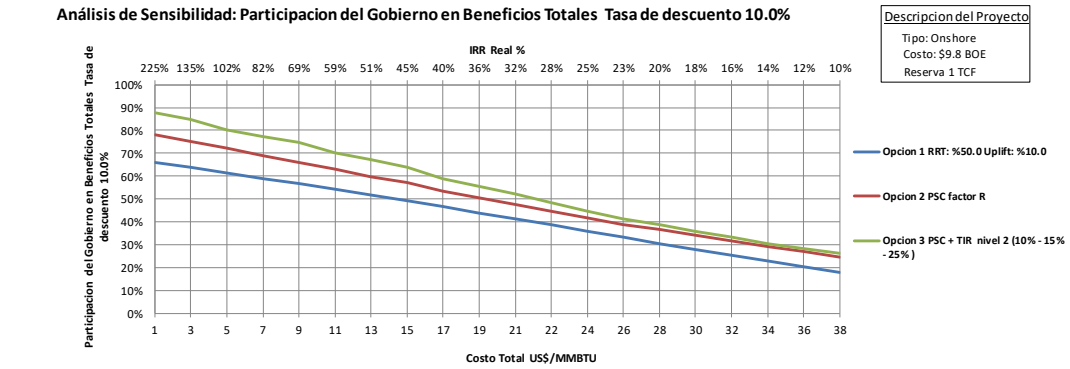
Fuente: Canales Auty

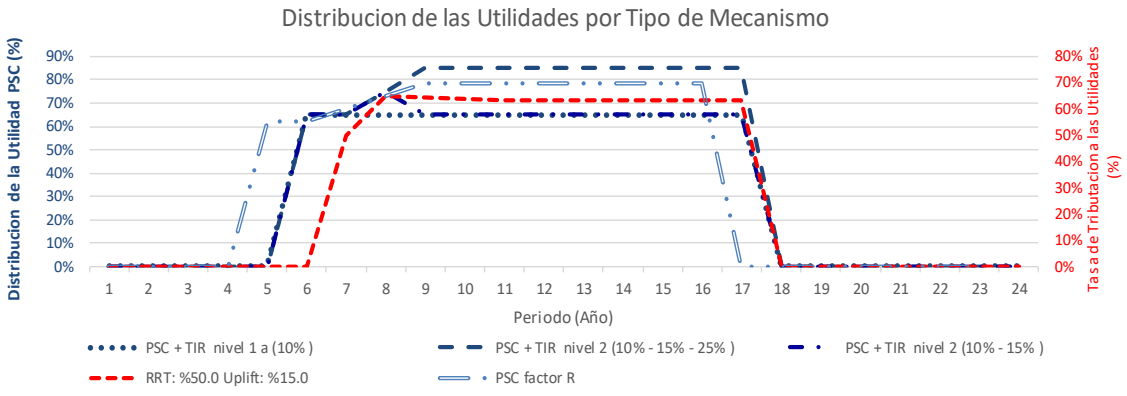
Gráfico 78: República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 1TCF











Fuente: Canales Auty

Tabla 67. República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 1TCF

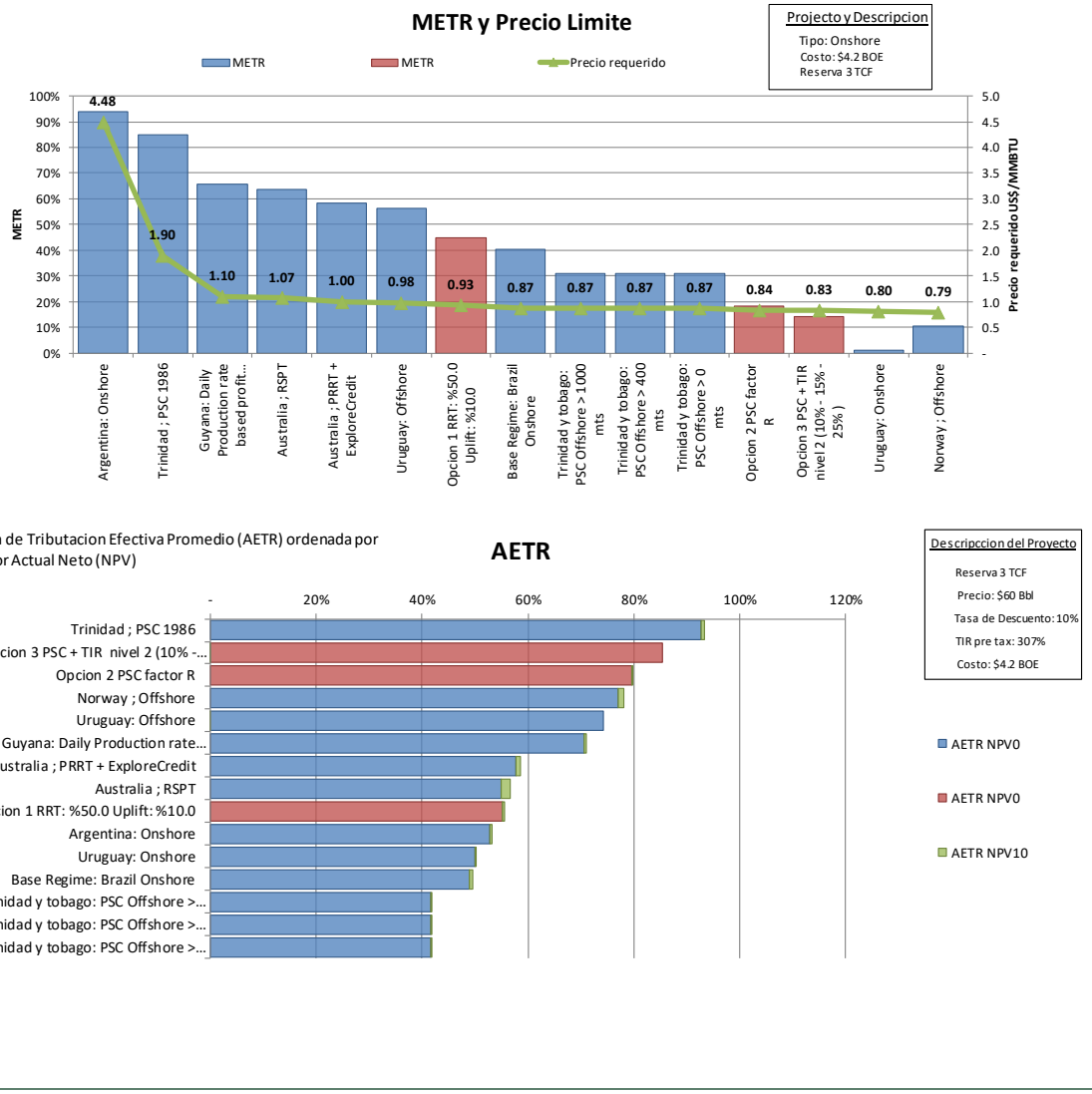
Cuadrante	Variable de medición			
	Opción	Opción 1 (T+I) RRT	Opción 2 PSC: Factor R	Opción 3 PSC: TIR
A1	Neutralidad: METR y Precio de Equilibrio	METR=47% PE =2.90 US$/MMBtu	METR=17% PE =2.37 US$/MMBtu	METR=16% PE =2.3 US$/MMBtu
A2	Maximización delo VAN del Estado AETR	AETR= 70% Proyecto Viable	AETR = 81% Proyecto Viable	AETR = 91% Proyecto Marginal
A3	Flexibilidad: Progresividad Precios y TIR	BT= [30%-65%] VP=[3 – 38 US$/MMBtu]	BT= [35%-75%] VP=[3 – 38US$/MMBtu]]	BT= [37%-85%] VP=[3 – 38 US$/MMBtu]

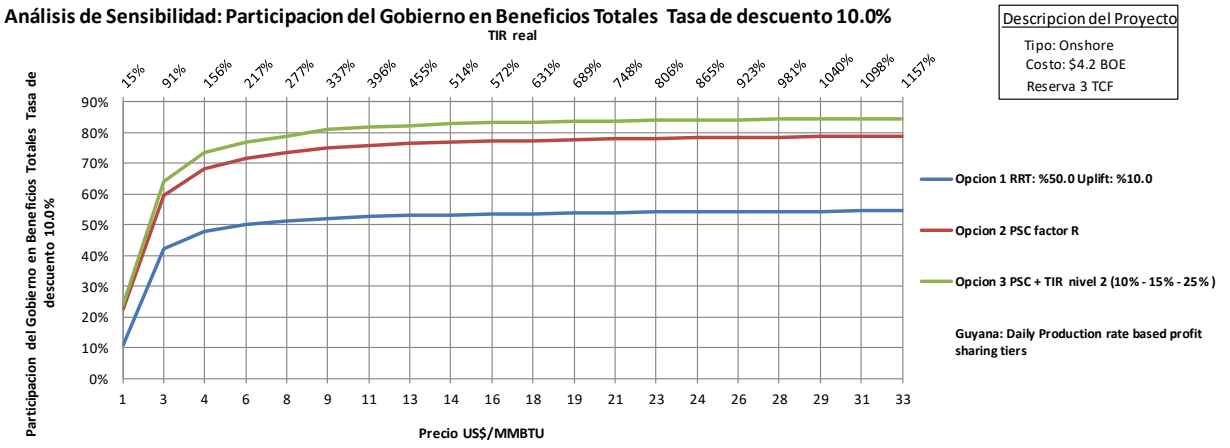
A4	Progresividad Costos y TIR	BT= [66%-19%] VP=[1–44US$/ MMBTU]	BT= [78%-25%] VP=[1–44US$/ MMBTU]	BT= [91%-28%] VP=[1–44US$/ MMBTU]
Línea de participación	Ingresos Tempranos	Activación en año: 6	Activación en año: 4	Activación en año: 5

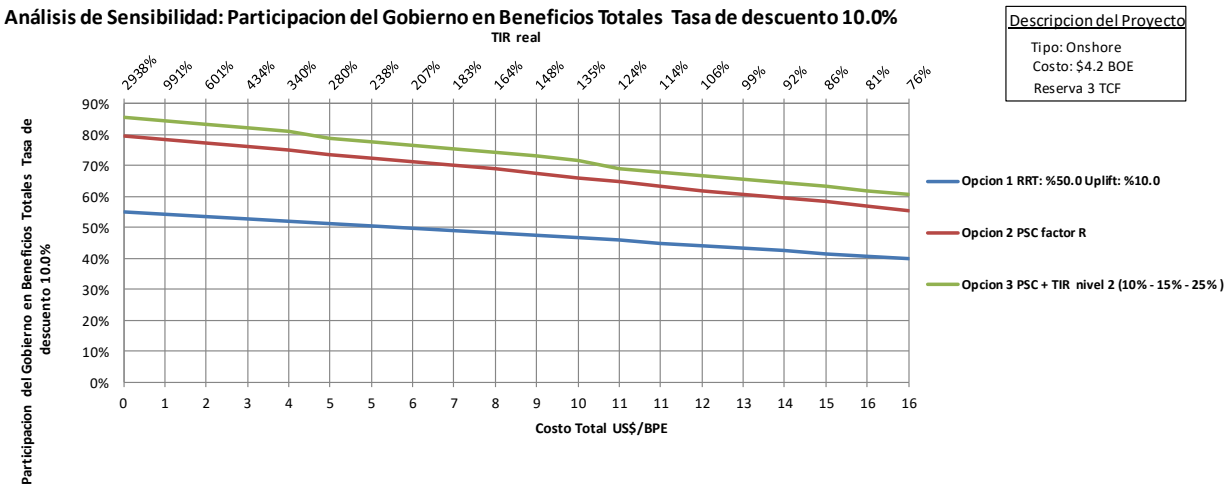
Fuente: Canales Auty

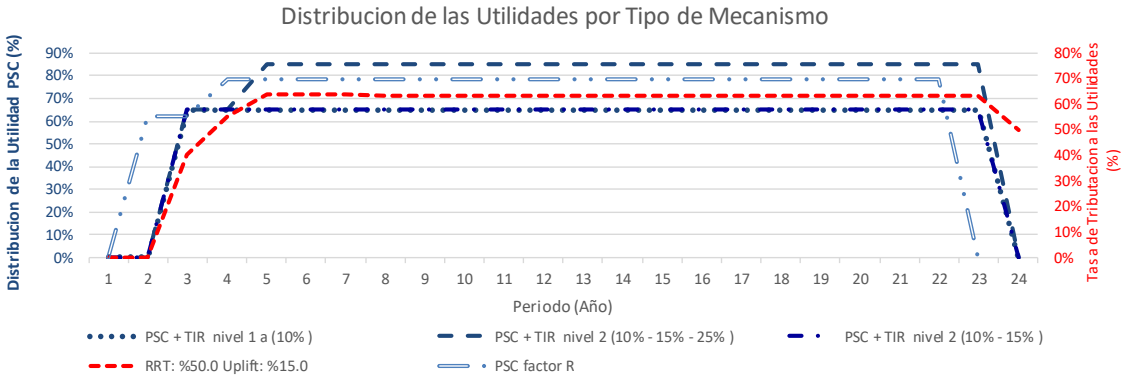
Gráfico 79: República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 3 TCF

Gráfico 80: República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 1TCF









Fuente: Canales Auty

Tabla 68. República Dominicana – Escenario Bolivia Chaco Basin 3 TCF

Cuadrante	Variable de medición			
	Opción	Opción 1 (T+I) RRT	Opción 2 PSC: Factor R	Opción 3 PSC: TIR
A1	Neutralidad: METR y Precio de Equilibrio	METR=47% PE =0.93 US$/MMBtu	METR=18% PE =0.84 US$/MMBtu	METR=17% PE =0.83 US$/MMBtu
A2	Maximización delo VAN del Estado AETR	AETR= 68% Proyecto Viable	AETR = 80% Proyecto Viable	AETR = 90% Proyecto Marginal
A3	Flexibilidad: Progresividad Precios y TIR	BT= [19%-52%] VP=[1 – 33 US$/MMBtu]	BT= [28%-78%] VP=[1– 33 US$/MMBtu]]	BT= [28%-85%] VP=[1 – 33 US$/MMBtu]
A4	Progresividad Costos y TIR	BT= [55%-40%] VP=[1 – 16 US$/MMBTU]	BT= [80%-56%] VP=[1 – 16 US$/MMBTU]	BT= [85%-60%] VP=[1 – 16 US$/MMBTU]
Línea de participación	Ingresos Tempranos	Activación en año: 2	Activación en año: 1	Activación en año: 2

Fuente: Canales Auty