

Análisis del marco fiscal petrolero de Venezuela

James L. Smith

Infraestructura y Energía (INE)
Minería, Geotermia e
Hidrocarburos (MGH)

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-1895

Análisis del marco fiscal petrolero de Venezuela

James L. Smith

Profesor emérito, Facultad de Finanzas, Southern Methodist University

abril 2020

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo

Smith, James L. (James Lee), 1950-
Análisis del marco fiscal petrolero de Venezuela / James L. Smith.
p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1895)
Incluye referencias bibliográficas.
1. Petroleum-Taxation-Venezuela. 2. Petroleum-Economic aspects-Venezuela. 3.
Fiscal policy-Venezuela. I. Banco Interamericano de Desarrollo. Sector de
Infraestructura y Energía. II. Título. III. Serie.
IDB-TN-1895

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2020 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Análisis del Marco Fiscal Petrolero de Venezuela

James L. Smith, Ph. D

Este trabajo continúa una serie de análisis regionales llevados a cabo por el Banco Interamericano de Desarrollo sobre el desempeño de los marcos fiscales de minería e hidrocarburos en América Latina y el Caribe. Este estudio en particular compara el desempeño del régimen fiscal petrolero actual de Venezuela para proyectos de hidrocarburos con regímenes alternativos. Se centra en gastos en un conjunto diverso de proyectos modelo, incluyendo proyectos de nuevo desarrollo (*greenfield*) de petróleo y gas, un proyecto de petróleo en desarrollo (*brownfield*) y un proyecto de petróleo pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Los proyectos que forman la base de nuestras conclusiones son realistas pero hipotéticos, lo que significa que hemos basado el análisis de cada proyecto en normas típicas de gastos de capital y operación, de plazos de inversión, de reservas probadas y de factores de recuperación. El análisis revela que el régimen fiscal existente en Venezuela desalienta severamente la inversión en exploración, desarrollo y operaciones de recobro mejorado. Esto resulta en reducciones en ingresos para gobierno, en reservas potenciales de petróleo y gas que quedan en el subsuelo y en pérdidas de ganancias para las compañías petroleras.

Códigos JEL: Q32, Q35, Q38, Q43, E62

Palabras clave: Venezuela, petróleo, gas, marco fiscal, regalías, impuestos, desempeño.

Tabla de Contenidos

1.	Perspectiva general	1
1.1	El régimen fiscal vigente	3
1.2	Los regímenes fiscales alternativos.....	4
1.3	Los proyectos de hidrocarburos	5
1.4	Método de análisis.....	7
1.5	Deficiencias del régimen fiscal vigente.....	7
2.	Análisis económico de ciclo completo.....	10
2.1.	Impacto fiscal en la división de ganancias entre inversionista y gobierno	11
2.2.	Impacto en los tiempos de ingresos del gobierno.....	13
2.3.	Impacto en inversiones totales y operaciones	14
3.	Análisis económico de medio ciclo	29
4.	Conclusiones principales.....	35
	Anexo A: Sensibilidad de resultados a precios mayores y menores	38
	Anexo B: Sensibilidad de resultados a mayores y menores niveles de costos.....	79
	Referencias	120
	Apéndice A: Metodología	122
	Apéndice B: Tabulación completa de resultados de simulación	126

Listado de Tablas

Tabla 1.1 Resumen del marco fiscal petrolero de Venezuela.....	3
Tabla 1.2 Parámetros de proyecto.....	6
Tabla 1.3 Parámetros económicos y supuestos de fondo.....	7
Tabla Apéndice 1a Proyecto de petróleo <i>greenfield</i> , oriente (escenarios de precio).....	126
Tabla Apéndice 1b Proyecto de petróleo <i>greenfield</i> , oriente (escenarios de costo).....	127
Tabla Apéndice 2a Proyecto de petróleo <i>brownfield</i> , occidente (escenarios de precio).....	128
Tabla Apéndice 2b Proyecto de petróleo <i>brownfield</i> , occidente (escenarios de costo).....	129
Tabla Apéndice 3a Proyecto de gas <i>greenfield</i> , oriente (escenarios de precio).....	130
Tabla Apéndice 3b Proyecto de gas <i>greenfield</i> , oriente (escenarios de costo).....	131
Tabla Apéndice 4a Proyecto de petróleo pesado del Orinoco (escenarios de precio).....	132
Tabla Apéndice 4b Proyecto de petróleo pesado del Orinoco (escenarios de costo)	133

Listado de Figuras

Figura 1.1 Ejemplo de explotación simulada de recursos con y sin impuestos.....	2
Figura 1.2 Regímenes de regalías de escala móvil.....	5
Figura 1.3 Impacto del statu quo en la inversión total, por tipo de proyecto.....	8
Figura 1.4 Impacto del statu quo en el volumen de reservas probadas.....	8
Figura 1.5 Pérdida de peso muerto causada por el régimen fiscal vigente.....	9
Figura 1.6 Ineficiencia fiscal del régimen fiscal vigente.....	9
Figura 2.1 Distribución de ganancias a ciclo completo.....	11
Figura 2.2 Impacto fiscal en los tiempos de los ingresos del gobierno.....	13
Figura 2.3 Impacto fiscal en inversión total.....	15
Figura 2.4 Impacto fiscal en intensidad de exploración.....	16
Figura 2.5 Impacto fiscal en reservas en riesgo.....	17
Figura 2.6 Impacto fiscal en la tasa de extracción.....	18
Figura 2.7 Impacto fiscal en la implementación de EOR.....	19
Figura 2.8 Impacto fiscal en factor de recobro de recursos.....	20
Figura 2.9 Impacto fiscal en años para abandonar.....	22
Figura 2.10 Impacto fiscal en la pérdida de peso muerto.....	23
Figura 2.11 Ineficiencia fiscal de regímenes alternativos.....	25
Figura 2.12 Rendimiento fiscal verdadero de regímenes alternativos.....	26
Figura 2.13 Desempeño fiscal verdadero vs. <i>government take</i>	28
Figura 3.1 Impacto fiscal en la distribución de las ganancias de medio ciclo.....	30
Figura 3.2 Impacto fiscal en la pérdida de peso muerto de medio ciclo.....	31
Figura 3.3 Impacto fiscal en la ineficiencia fiscal de medio ciclo.....	32
Figura 3.4 Impacto fiscal en el rendimiento fiscal verdadero de medio ciclo.....	33
Figura 3.5 <i>Government take</i> de medio ciclo vs. rendimiento fiscal verdadero de medio ciclo.....	34
Figura A.1a Sensibilidad del VPN del gobierno al precio (petróleo <i>onshore</i> , oriente).....	38
Figura A.1b Sensibilidad del VPN del gobierno al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	39
Figura A.1c Sensibilidad del VPN del gobierno al precio (gas <i>onshore</i> , oriente).....	40
Figura A.1d Sensibilidad del VPN del gobierno al precio (petróleo pesado, Orinoco).....	41
Figura A.2a Sensibilidad de pérdidas de peso muerto al precio (petróleo <i>onshore</i> , oriente).....	42
Figura A.2b Sensibilidad de pérdidas de peso muerto al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	43
Figura A.2c Sensibilidad de pérdidas de peso muerto al precio (gas <i>onshore</i> , oriente).....	44
Figura A.2d Sensibilidad de pérdidas de peso muerto al precio (petróleo pesado, Orinoco).....	45
Figura A.3a Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero al precio (petróleo <i>onshore</i> , oriente).....	46
Figura A.3b Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	47

Figura A.3c Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero al precio (gas onshore, oriente).....	48
Figura A.3d Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero al precio (petróleo pesado, Orinoco).....	49
Figura A.4a Sensibilidad de la inversión total al precio (petróleo onshore, oriente).....	50
Figura A.4b Sensibilidad de la inversión total al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	51
Figura A.4c Sensibilidad de la inversión total al precio (gas onshore, oriente).....	52
Figura A.4d Sensibilidad de la inversión total al precio (petróleo pesado, Orinoco).....	53
Figura A.5a Sensibilidad de la intensidad de exploración al precio (petróleo onshore, oriente).....	54
Figura A.5b Sensibilidad de la intensidad de exploración al precio (gas onshore, oriente).....	55
Figura A.6a Sensibilidad de reservas en riesgo al precio (petróleo onshore, oriente).....	56
Figura A.6b Sensibilidad de reservas en riesgo al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	57
Figura A.6c Sensibilidad de reservas en riesgo al precio (gas onshore, oriente).....	58
Figura A.6d Sensibilidad de reservas en riesgo al precio (petróleo pesado, Orinoco).....	59
Figura A.7a Sensibilidad de la tasa de extracción al precio (petróleo onshore, oriente).....	60
Figura A.7b Sensibilidad de la tasa de extracción al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	61
Figura A.7c Sensibilidad de la tasa de extracción al precio (gas onshore, oriente).....	62
Figura A.7d Sensibilidad de la tasa de extracción al precio (petróleo pesado, Orinoco).....	63
Figura A.8a Sensibilidad de la implementación de EOR al precio (petróleo onshore, oriente).....	64
Figura A.8b Sensibilidad de la implementación de EOR al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	65
Figura A.8c Sensibilidad de la implementación de EOR al precio (gas onshore, oriente).....	66
Figura A.9a Sensibilidad del factor de recobro de recursos al precio (petróleo onshore, oriente).....	67
Figura A.9b Sensibilidad del factor de recobro de recursos al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	68
Figura A.9c Sensibilidad del factor de recobro de recursos al precio (gas onshore, oriente).....	69
Figura A.9d Sensibilidad del factor de recobro de recursos al precio (petróleo pesado, Orinoco).....	70
Figura A.10a Sensibilidad de duración del proyecto al precio (petróleo onshore, oriente).....	71
Figura A.10b Sensibilidad de duración del proyecto al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	72
Figura A.10c Sensibilidad de duración del proyecto al precio (gas onshore, oriente).....	73
Figura A.10d Sensibilidad de duración del proyecto al precio (petróleo pesado, Orinoco).....	74
Figura A.11a Sensibilidad del VPN del inversor al precio (petróleo onshore, oriente).....	75
Figura A.11b Sensibilidad del VPN del inversor al precio (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	76
Figura A.11c Sensibilidad del VPN del inversor al precio (gas onshore, oriente).....	77
Figura A.11d Sensibilidad del VPN del inversor al precio (petróleo pesado, Orinoco).....	78
Figura B.1a Sensibilidad del VPN del gobierno a costos (petróleo onshore, oriente).....	79
Figura B.1b Sensibilidad del VPN del gobierno a costos (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	80
Figura B.1c Sensibilidad del VPN del gobierno a costos (gas onshore, oriente).....	81
Figura B.1d Sensibilidad del VPN del gobierno a costos (petróleo pesado, Orinoco).....	82
Figura B.2a Sensibilidad de pérdidas de peso muerto a costos (petróleo onshore, oriente).....	83

Figura B.2b Sensibilidad de pérdidas de peso muerto a costos (Petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	84
Figura B.2c Sensibilidad de pérdidas de peso muerto a costos (gas onshore, oriente).....	85
Figura B.2d Sensibilidad de pérdidas de peso muerto a costos (petróleo pesado, Orinoco).....	86
Figura B.3a Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero a costos (petróleo onshore, oriente).....	87
Figura B.3b Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero a costos (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	88
Figura B.3c Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero a costos (gas onshore, oriente).....	89
Figura B.3d Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero a costos (petróleo pesado, Orinoco).....	90
Figura B.4a Sensibilidad de la inversión total a costos (petróleo onshore, oriente).....	91
Figura B.4b Sensibilidad de la inversión total a costos (petróleo <i>onshore</i> , occidente).....	92
Figura B.4c Sensibilidad de la inversión total a costos (gas onshore, oriente).....	93
Figura B.4d Sensibilidad de la inversión total a costos (petróleo pesado, Orinoco).....	94
Figura B.5a Sensibilidad de la intensidad de exploración a costos (petróleo onshore, oriente).....	95
Figura B.5b Sensibilidad de la intensidad de exploración a costos (gas onshore, oriente).....	96
Figura B.6a Sensibilidad de las reservas en riesgo a costos (petróleo onshore, oriente).....	97
Figura B.6b Sensibilidad de las reservas en riesgo a costos (petróleo onshore, occidente).....	98
Figura B.6c Sensibilidad de las reservas en riesgo a costos (gas onshore, oriente).....	99
Figura B.6d Sensibilidad de las reservas en riesgo al costo (petróleo pesado, Orinoco).....	100
Figura B.7a Sensibilidad de la tasa de extracción a costos (petróleo onshore, oriente).....	101
Figura B.7b Sensibilidad de la tasa de extracción a costos (petróleo onshore, occidente).....	102
Figura B.7c Sensibilidad de la tasa de extracción a costos (gas onshore, oriente).....	103
Figura B.7d Sensibilidad de la tasa de extracción al costo (petróleo pesado, Orinoco).....	104
Figura B.8a Sensibilidad de la implementación de EOR a costos (petróleo onshore, oriente).....	105
Figura B.8b Sensibilidad de la implementación de EOR a costos (petróleo onshore, occidente).....	106
Figura B.8c Sensibilidad de la implementación de EOR a costos (gas onshore, oriente).....	107
Figura B.9a Sensibilidad del factor de recobro de recursos a costos (petróleo onshore, oriente).....	108
Figura B.9b Sensibilidad del factor de recobro de recursos a costos (petróleo <i>onshore</i> , occidente)....	109
Figura B.9c Sensibilidad del factor de recobro de recursos a costos (gas onshore, oriente).....	110
Figura B.9d Sensibilidad del factor de recobro de recursos al costo (petróleo pesado, Orinoco).....	111
Figura B.10a Sensibilidad del ciclo de vida del proyecto a costos (petróleo onshore, oriente).....	112
Figura B.10b Sensibilidad del ciclo de vida del proyecto a costos (petróleo onshore, occidente).....	113
Figura B.10c Sensibilidad del ciclo de vida del proyecto a costos (gas onshore, oriente).....	114
Figura B.10d Sensibilidad del ciclo de vida del proyecto al costo (petróleo pesado, Orinoco).....	115
Figura B.11a Sensibilidad del VPN del inversor a costos (petróleo onshore, oriente).....	116
Figura B.11b Sensibilidad del VPN del inversor a costos (petróleo onshore, occidente).....	117
Figura B.11c Sensibilidad del VPN del inversor a costos (gas onshore, oriente).....	118
Figura B.11d Sensibilidad del VPN del inversor al costo (petróleo pesado, Orinoco).....	119

1. Perspectiva general

Este informe compara el desempeño del actual régimen impositivo de Venezuela para proyectos de petróleo y gas aguas arriba con regímenes alternativos que están estructurados para aumentar inversión e ingresos del gobierno. Centramos el análisis en las inversiones en un conjunto diverso de proyectos, proyectos de nuevo desarrollo (*greenfield*) de petróleo y gas, un proyecto de petróleo en desarrollo (*brownfield*) y un proyecto de petróleo pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Los proyectos que forman la base de nuestras conclusiones son realistas pero hipotéticos, lo que significa que hemos basado el análisis de cada proyecto en normas típicas de gastos de capital y operación, de plazos de inversión, de reservas probadas y de factores de recuperación según lo informado por ingenieros petroleros con experiencia en el sector petrolero de Venezuela.

El principal objetivo de nuestro estudio es evaluar la capacidad del régimen fiscal de Venezuela para capturar rentas económicas para la nación sin desalentar el desarrollo de recursos. También examinamos varias alternativas fiscales que podrían aumentar esa capacidad y ayudar a revertir la tendencia a la disminución de la producción de petróleo. Igualmente importante es la robustez del régimen seleccionado para desempeñarse bien en una variedad de circunstancias económicas impredecibles, que incluyen precios altos versus bajos y costos altos versus bajos. Examinamos la solidez del régimen fiscal de Venezuela con respecto a las variaciones en estos factores.

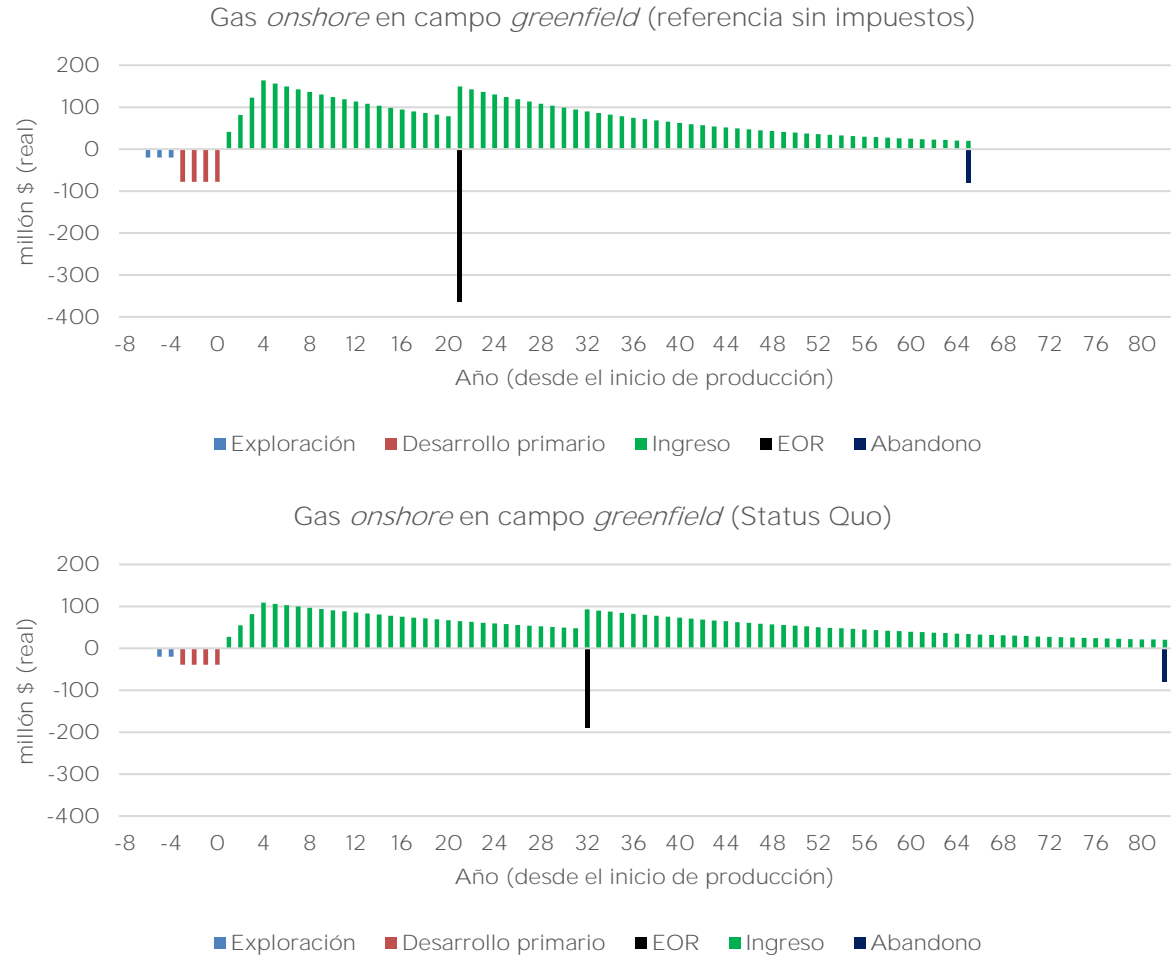
Nuestro análisis se hace con un modelo de optimización económica de vanguardia revisado por pares que tiene en cuenta el incentivo de un inversor para adaptar los proyectos petroleros para mitigar la carga impositiva y maximice el valor después de impuestos de la inversión.¹ Esto incluye adaptar la intensidad de la exploración (en el caso de proyectos nuevos), determinar el alcance de la recuperación primaria de recursos, la tasa de extracción, los tiempos y el alcance de las operaciones de recuperación mejorada (si las hay), así como el momento del abandono. Hay muchas maneras en que los proyectos se pueden diseñar o ajustar, y las disposiciones fiscales juegan un papel importante en la decisión final del inversor – al igual que los niveles de precios de mercado y los costos de desarrollo.

El modelo está estructurado para revelar la tendencia de un régimen fiscal a influir o distorsionar la decisión del inversor en relación con una referencia sin impuestos. Sobre la base de esa decisión de inversión, el modelo calcula las ganancias de los inversores, el *government take*, los factores de recuperación de recursos totales, etc. de la manera habitual: proyectando la distribución de los flujos de caja resultantes entre el inversor y el gobierno de acuerdo con las disposiciones fiscales vigentes, y descontando para tomar en cuenta el valor tiempo del dinero.

¹ El modelo se describe y documenta completamente en Smith (2014). Se proporcionan detalles adicionales en el Apéndice A de este informe. El modelo se aplicó previamente en el análisis de los regímenes fiscales petroleros de América Latina y el Caribe realizado por Davis y Smith (2019).

Un ejemplo del tipo de distorsiones impositivas que reducen la inversión y disminuyen los ingresos del gobierno se ilustra en la figura 1.1 a continuación. El panel superior muestra cómo un inversor estructuraría la inversión en un prospecto en Venezuela de gas en tierra firme en ausencia de impuestos. Las barras representan varios componentes del flujo de caja, incluyendo el gasto de capital de exploración, el gasto de desarrollo, los ingresos de producción, etc. Esta imagen refleja el plan de explotación "óptimo", es decir, el plan que maximiza el valor económico neto esperado del recurso subterráneo. El panel inferior muestra cómo el mismo inversor alteraría las inversiones y operaciones planificadas para mitigar la carga impositiva bajo el régimen fiscal actual de Venezuela.

Figura 1.1 Ejemplo de explotación simulada de recursos con y sin impuestos



La reacción del inversor al régimen fiscal da como resultado menos pozos exploratorios, menos posibilidades de un descubrimiento comercial, menor inversión para construir capacidad de producción, extracción más lenta, implementación tardía de recuperación mejorada y menor recuperación general de recursos. En combinación, estas distorsiones reducen el valor potencial del recurso y reducen la base impositiva de la que el Gobierno puede extraer ingresos. Los regímenes fiscales alternativos que crean menos distorsiones en el plan de explotación restablecerían

parte de la base impositiva disminuida y, por lo tanto, potencialmente aumentarían las ganancias del gobierno, en relación con el régimen existente.

1.1 El régimen fiscal vigente

El régimen fiscal vigente en Venezuela se basa en el modelo de concesión estándar con pagos del impuesto sobre la renta así como el pago de regalías, más un crédito fiscal a la inversión destinado a estimular el desarrollo del petróleo y gas. Además de una tasa especial del impuesto sobre la renta del 50% (por encima de la tasa estándar del 34% aplicada a otras industrias), también existen pequeños gravámenes relacionados con los ingresos para financiar iniciativas sociales, científicas y tecnológicas dentro de Venezuela. Finalmente, existe una disposición de Impuesto Mínimo Alternativo (IMA) que garantiza que los pagos totales al gobierno cada año asciendan al menos al 50% de los ingresos brutos del petróleo. Se asume que todos los gastos de capital tangibles a partir de la fase de exploración se deprecian en forma lineal a diez años.

Los desarrollos de gas natural no son gravados tan fuertemente como los desarrollos de petróleo. La regalía sobre los ingresos del gas se fija en 20% y los ingresos se gravan a la tasa sobre la renta regular de 34%. Además, los proyectos de gas natural están exentos del Impuesto Mínimo Alternativo.

En circunstancias especiales, Venezuela aplica un impuesto especial a las ganancias extraordinarias sobre los ingresos petroleros. Sin embargo, no hemos incorporado el impacto del impuesto de ganancias extraordinarias de Venezuela porque el rango de precios de mercado que consideramos cae principalmente por debajo del nivel de precios "exorbitantes" que desencadenaría en su aplicación.

La compañía petrolera del estado (Petróleos de Venezuela, SA - PDVSA) tiene derecho a tener al menos el 51% de cualquier desarrollo en una empresa mixta (*joint venture*) con el inversor privado. Por lo tanto, el valor neto después de impuestos de esa parte fraccional de la empresa redunda en el gobierno y se suma a las otras fuentes de ingresos que constituyen la medida del VPN del gobierno que usamos en este análisis. La estructura y las disposiciones del régimen fiscal petrolero de Venezuela se resumen en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Resumen del marco fiscal petrolero de Venezuela

Disposición fiscal	Tasa aplicable
Regalía, petróleo	33%
Regalía, gas no asociado	20%
Impuesto sobre la renta, petróleo	50%
Impuesto sobre la renta, gas	34%
Impuesto social y endógeno	1% del ingreso neto
Impuesto de inversión social y anti-droga	1% del ingreso neto
Impuesto de ciencia y tecnología	0.5% del ingreso bruto
IMA	50% del ingreso petrolero bruto
Credito fiscal por inversión	12% de inversión tangible
Depreciación	10 años, línea recta

1.2 Los regímenes fiscales alternativos

Consideramos regímenes fiscales alternativos que eliminan el Impuesto Mínimo Alternativo y reemplazan la tasa fija de regalías (33% para petróleo, 20% para gas) con una tasa de regalías de escala móvil que aumenta con (1) el Factor X acumulativo del proyecto, o (2) la tasa interna de rendimiento (TIR) realizada del proyecto. El desempeño de los regímenes alternativos depende de cuán rápido aumente la tasa de regalías durante la vida del proyecto y de cuán grandes sean los aumentos. Consideramos tres alternativas estratégicas al respecto:

Plan A: *Enfoque generoso*, donde la regalía comienza en 16,67% y aumenta lentamente a 30%. Este enfoque tiene como objetivo eliminar las distorsiones y reducir las pérdidas de peso muerto (*deadweight losses*), y permitir al inversor capturar la mayoría de las ganancias adicionales. Se busca que el VPN de los ingresos del gobierno sea aproximadamente el mismo que en el régimen existente (*statu quo*)

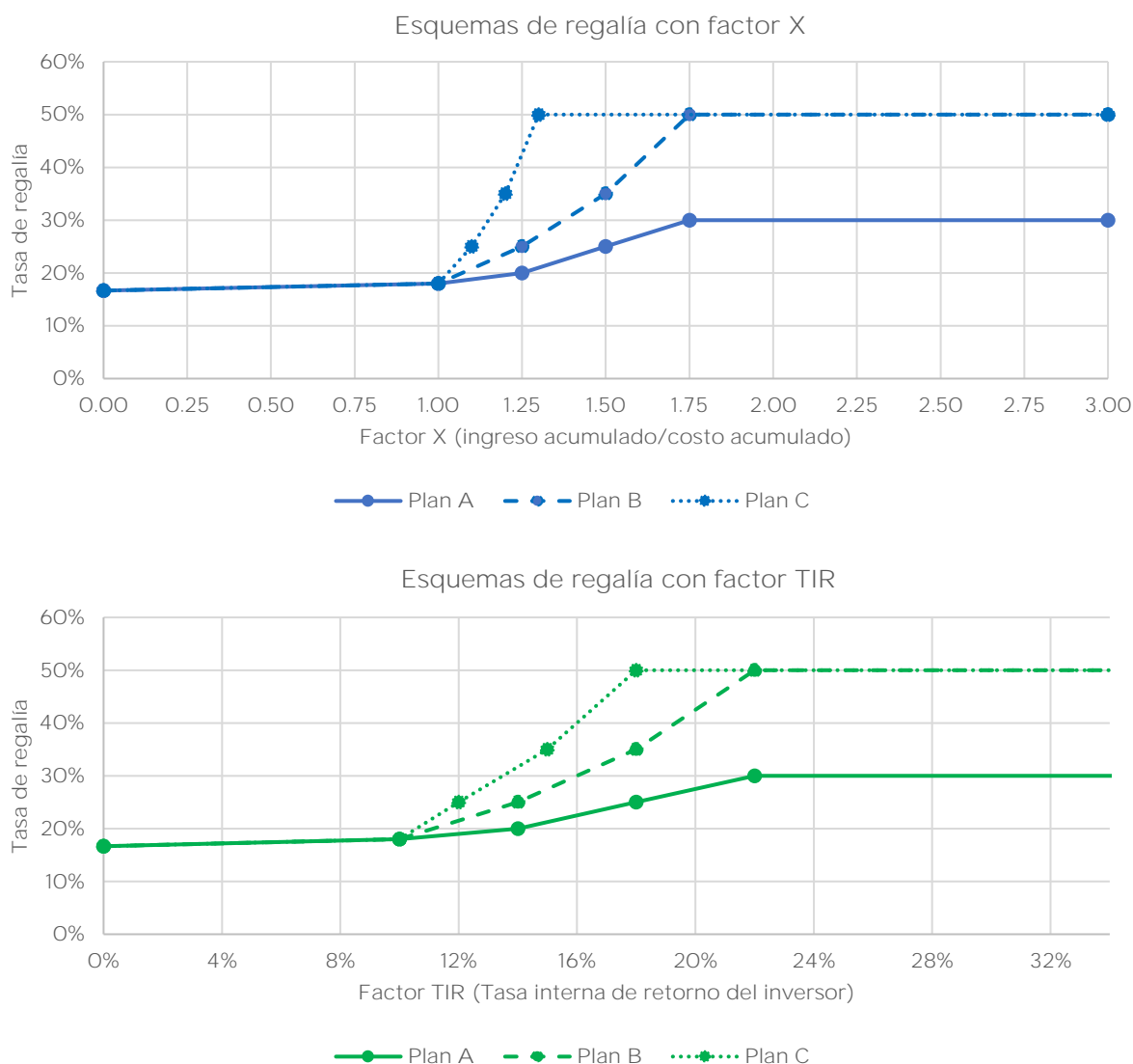
Plan B: *Enfoque equilibrado*, donde la regalía también comienza en 16.67% y aumenta lentamente, pero a un nivel máximo más alto de 50%. Este enfoque tiene como objetivo eliminar las distorsiones y reducir las pérdidas de peso muerto, sino compartir las ganancias adicionales de manera más equitativa entre los inversores y el gobierno

Plan C: *Enfoque agresivo*, donde la regalía comienza en 16.67% pero aumenta más rápidamente que en el Plan B al nivel máximo de 50%. Este enfoque también tiene como objetivo eliminar las distorsiones y reducir las pérdidas de peso muerto, al tiempo que permite al Gobierno capturar la mayor parte de la cantidad adicional de ganancias

La estructura de los seis regímenes alternativos definidos de esta manera se ilustra en la figura 1.2. Por ejemplo, según el Plan A, la tasa de regalías salta de 16.67% a 18% una vez que el Factor X alcanza 1.00 (o cuando la TIR realizada alcanza 10%). Salta aún más a 20% una vez que el Factor X alcanza 1.25 (o cuando la TIR realizada alcanza 14%). Salta nuevamente a 25% una vez que el Factor X alcanza 1.50 (o cuando la TIR realizada alcanza 18%), y finalmente la regalía salta a la tasa máxima de 30% cuando el Factor X alcanza 1.75 (o la TIR realizada alcanza 22%) Los planes B y C pueden interpretarse de manera similar.

También incorporamos dentro de cada uno de los regímenes fiscales alternativos la tasa del impuesto sobre la renta vigente (50% para petróleo y 34% para gas), los parámetros temporales de depreciación y el crédito fiscal a la inversión, todo como en el *statu quo*. Además, incorporamos los tres gravámenes más pequeños que se describieron anteriormente (Impuesto de Ciencia y Tecnología, Fondo de Desarrollo Social y Endógeno, y el Impuesto de Inversión Social y Antidrogas). Ninguno de los regímenes fiscales alternativos incorpora el Impuesto Mínimo Alternativo o el impuesto a las ganancias extraordinarias.

Figura 1.2. Regímenes de regalías de escala móvil



1.3 Los proyectos de hidrocarburos

El desempeño de los regímenes fiscales actuales y alternativos se evalúa simulando sus impactos (físicos y financieros) en cuatro proyectos ilustrativos.:

- Desarrollo nuevo (*greenfield*) petróleo tierra firme (*onshore*), oriente
- Desarrollo existente (*brownfield*) petróleo tierra firme (*onshore*), occidente
- Desarrollo nuevo (*greenfield*) gas tierra firme (*onshore*), oriente
- Desarrollo de petróleo pesado, Orinoco

Los dos prospectos *greenfield* conllevan riesgo de exploración, tanto en términos de posibilidades de éxito como de tamaño del recurso descubierto (si lo hay). El proyecto *brownfield* no requiere exploración, pero está sujeto a cierta incertidumbre con respecto al tamaño de la base de recursos existente, y lo mismo aplica al

proyecto de petróleo pesado. Se proporciona una descripción más detallada de los proyectos en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Parámetros de proyectos

	Petróleo <i>greenfield</i> <i>onshore</i> , oriente	Petróleo <i>brownfield</i> <i>onshore</i> , occidente	Gas <i>greenfield</i> <i>onshore</i> , oriente	Petróleo pesado Orinoco
<i>Costo de exploración (millón por pozo)</i>	\$20	NA	\$20	NA
<i>Costo de desarrollo (mil / capacidad máxima de producción en barril equivalente de petróleo [bep])</i>	\$30	\$55	\$30	\$61
<i>Costo fijo de operación por año (% de CAPEX in situ)</i>	1%	2%	2%	2%
<i>Costo variable de producción (/bep)</i>	\$1	\$12	\$2	\$0.75
<i>Factor de recuperación mejorada</i>	1.5	1.5	2	NA
<i>Costo de abandono (millón)</i>	\$80	\$80	\$80	\$80
<i>Recurso in situ original (millón bep), probabilidad de ocurrencia</i>	O (51%)	O (0%)	O (44%)	O (0%)
	200 (25%)	150 (50%)	100 (28%)	10,245 (50%)
	600 (17%)	300 (35%)	250 (20%)	14,636 (35%)
	1,000 (7%)	450 (15%)	400 (8%)	15,807 (15%)
<i>Factor de riesgo geológico (probabilidad de que exista un depósito comercial)</i>	70%	100%	75%	100%
<i>Factor de riesgo de perforación (probabilidad de éxito de pozo exploratorio, dado que el depósito existe)</i>	70%	NA	75%	NA
<i>Plazo de ejecución desde descubrimiento hasta inicio de producción (años)</i>	4	0	4	5
<i>Plazo de ejecución desde descubrimiento hasta pico de producción (años)</i>	8	7	8	9
<i>Composición del recurso</i>	88% petróleo	88% petróleo	7% petróleo	88% petróleo
	0% LGN	0% LGN	18% LGN	0% LGN
	12% gas	12% gas	75% gas	12% gas

Cada proyecto se analiza junto con los supuestos económicos que se muestran en la Tabla 1.3, a continuación. Como lo indica la tabla, se realizó un análisis de sensibilidad con respecto a los precios de petróleo y de gas y con respecto a los niveles de capital y costos operativos

Tabla 1.3 Parámetros económicos y supuestos de fondo

Parámetro	Rango y valor de referencia
Petro, petróleo (\$/barril)	\$45, \$55, \$65, \$75, \$85
Precio gas (\$/mil pies cúbicos)	\$2.00, \$2.50, \$3.00, \$3.50, \$4.00
Contingencia de costos de desarrollo	+/- 30%
Contingencia de costos operativos	+/- 30%
Tasa de descuento (real)	10%
Tasa de inflación	2%

1.4 Método de análisis

El desempeño y el impacto del régimen fiscal vigente en Venezuela y de cada régimen alternativo se infieren simulando la decisión de inversión del Inversor, es decir, identificando las decisiones particulares de exploración, desarrollo y operación que maximizan el VPN esperado después de impuestos del Inversor. El impacto de estas decisiones de inversión y las distorsiones fiscales resultantes se describen tanto en términos físicos como financieros. Cuando corresponda, reportamos el número máximo de pozos secos que el Inversor estaría dispuesto a perforar antes de abandonar la búsqueda de un nuevo yacimiento *greenfield*, el factor de recuperación de recursos planificado para producción primaria, así como la tasa de extracción / disminución prevista, los tiempos y la expansión de las reservas primarias a través de inversiones en recuperación mejorada, y finalmente la fecha en que se abandonaría un campo productor

Estas decisiones operativas se traducen en resultados financieros, que incluyen el beneficio económico total y su distribución entre el inversor y el gobierno, así como las pérdidas de peso muerto (en relación con el caso sin impuestos) causado por cada régimen fiscal. Las pérdidas de peso muerto miden la ganancia total perdida (una reducción de la base impositiva) causada por distorsiones inducidas por los impuestos al programa óptimo de inversión. Reportamos los resultados por separado en función de la economía de ciclo completo (que incluye todos los gastos durante la exploración y el desarrollo posterior) y de la economía de medio ciclo (que incluye solo el costo de desarrollar un campo específico después de que los costos de exploración se hayan hundido).

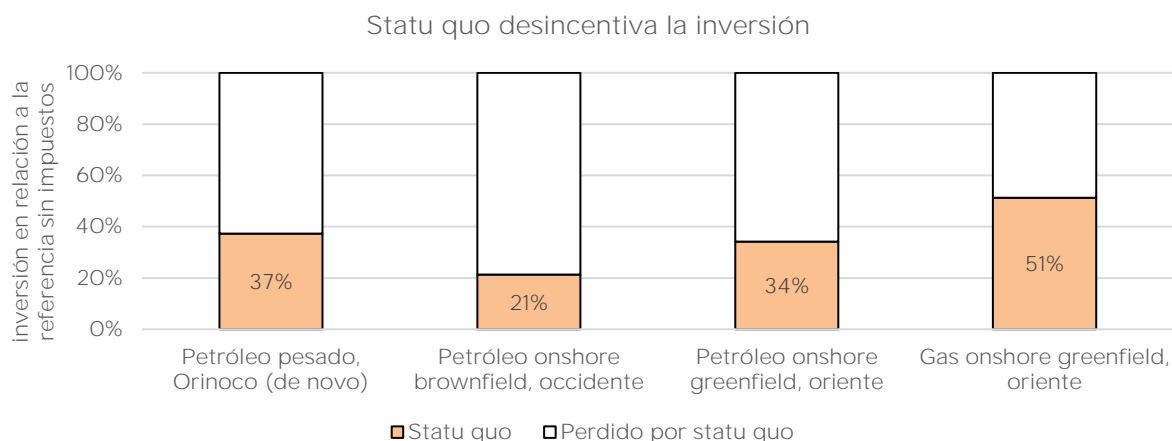
1.5 Deficiencias del régimen fiscal vigente

Existen muchos índices por los cuales se puede observar el impacto negativo del régimen fiscal vigente. Algunos de estos aspectos negativos afectan al Gobierno, otros afectan al Inversor. Muchos de los impactos negativos del régimen vigente afectan a ambas partes, como se discute a continuación.

La riqueza de recursos solo puede capturarse a través de la inversión y el régimen fiscal vigente desaliente la inversión. La intensidad de la inversión (número de pozos, capacidad de producción, etc.) en cualquier proyecto la determina un Inversor que sopesa el costo adicional del gasto incremental contra las ganancias netas incrementales que resultan de ese gasto. Por lo tanto, una pesada carga impositiva

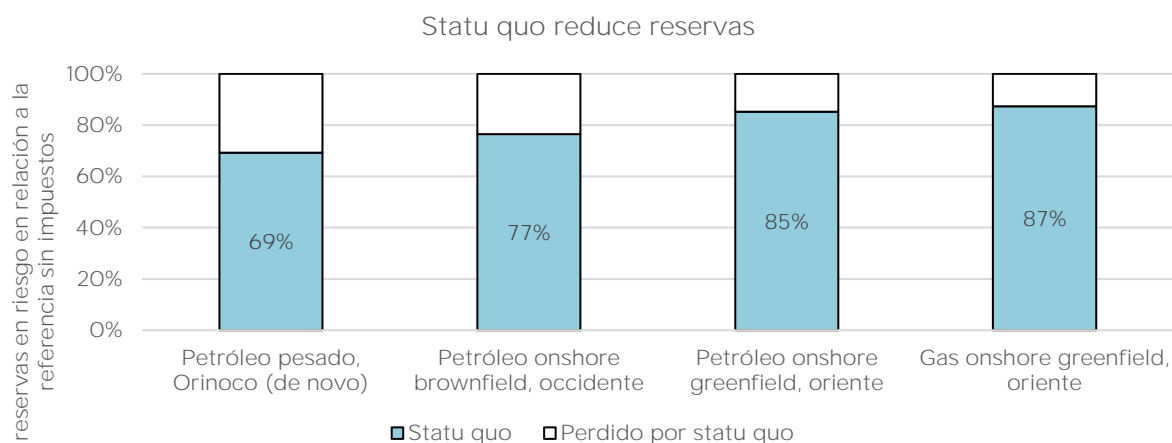
que reduce el valor de las ganancias netas que fluyen hacia el Inversor reducirá las inversiones que se deberían y habrían realizado en otro contexto. Este problema es particularmente grave bajo el régimen fiscal venezolano existente, como se muestra en la figura 1.3. El tamaño de la inversión en exploración para nuevos campos y el desarrollo de descubrimientos exitosos se reduce a la mitad (o menos) bajo el régimen actual. Todos los proyectos representativos que se muestran en la figura se ven afectados negativamente de esta manera.

Figura 1.3 Impacto del *statu quo* en la inversión total, por tipo de proyecto



Una consecuencia de la reducción de la inversión es una reducción en el volumen de recursos que se extraerán durante la vida del proyecto. Las reservas en los proyectos de petróleo pesado en la Faja se reducirían en aproximadamente un tercio en relación con el índice de referencia sin impuestos, como se muestra en la figura 1.4.

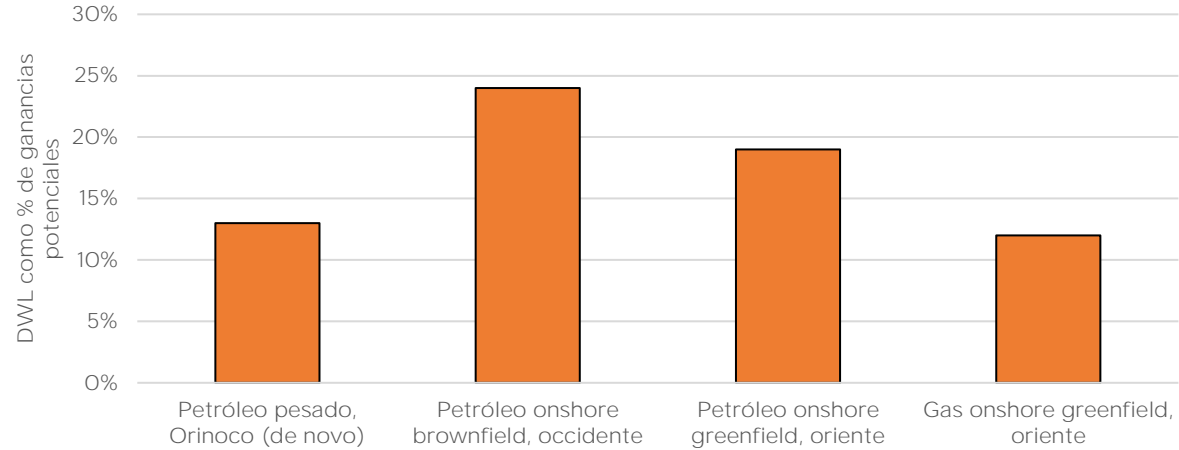
Figura 1.4 Impacto del *statu quo* en el volumen de reservas probadas



La resultante pérdida de producción (y el hecho que los recursos que sí se producen se extraen demasiado lentamente) genera un castigo en términos económicos: las ganancias potenciales que podrían generarse se sacrifican simplemente por falta de esfuerzo. Los economistas llaman este déficit la "pérdida de peso muerto" (*deadweight loss*, *DWL* por sus siglas en inglés) a causa de impuestos. Esto mide la

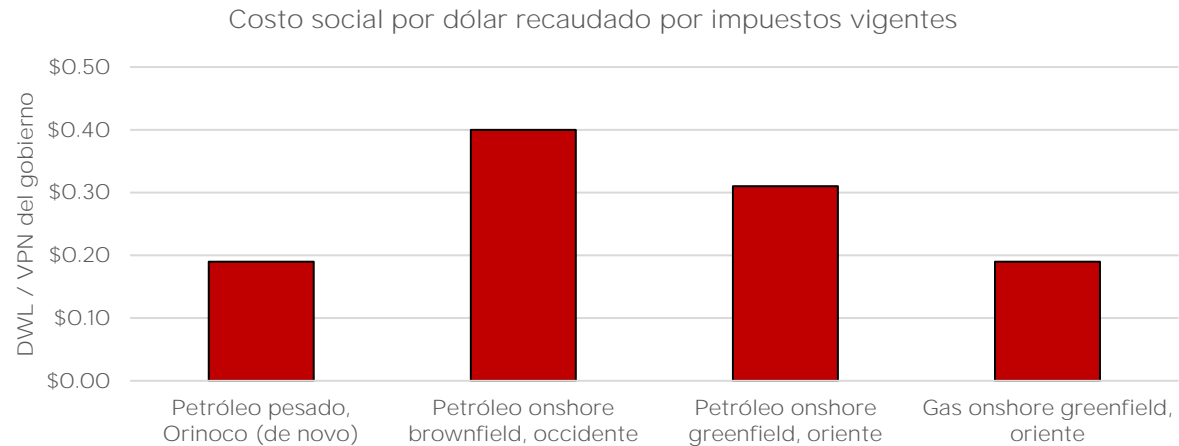
contracción en el tamaño del pastel (en relación a la referencia sin impuestos) que está disponible para que el gobierno y el inversor lo dividan. La pérdida de peso muerto estimada que afecta a cada proyecto representativo se muestra a continuación en la figura 1.5. Uno no debería pensar que una pérdida de peso muerto de 13% (como en el caso del crudo pesado de la Faja del Orinoco) es pequeña; tal sacrificio aplicado al enorme valor de las reservas del Orinoco es en sí mismo enorme. Bajo el régimen existente, esta contracción perjudica tanto al Gobierno como al Inversor, como veremos en la siguiente sección de este informe.

Figura 1.5 Pérdida de peso muerto causada por el régimen fiscal vigente



La pérdida de peso muerto representa un costo de imponer el sistema tributario, mientras que los ingresos del gobierno representan el beneficio de imponer ese sistema. Es razonable comparar la magnitud de estos dos. La relación (pérdida de peso muerto dividida por el VPN del gobierno) muestra cuánta ganancia potencial se pierde por dólar de ingresos recaudados. En el proyecto de petróleo convencional en occidente (figura 1.6), se sacrifican 40 centavos de ganancia potencial por cada dólar de ingresos recaudados por el impuesto. A lo largo de este informe, usamos esta relación para medir la ineficiencia fiscal de los regímenes fiscales alternativos.

Figura 1.6 Ineficiencia fiscal del régimen fiscal vigente



2. Análisis económico de ciclo completo

El análisis de ciclo completo del desempeño económico se basa en los esfuerzos exploratorios y de desarrollo previstos del Inversor (para prospectos nuevos) y los proyectos de desarrollo (para proyectos nuevos y nuevos) dentro del área del contrato. Para prospectos *greenfield*, asumimos que el primer pozo exploratorio (*wildcat*) puede resultar en un descubrimiento de tamaño variado, o en un pozo seco, con volúmenes originales de petróleo equivalente in situ y probabilidades de ocurrencia que reflejen la prospectiva percibida del área del contrato. Implementamos este enfoque enfocándonos en los cuatro resultados exploratorios que se documentaron en la Tabla 1.2: pozo seco, campo pequeño, campo mediano o campo grande, cada uno reportado con la respectiva probabilidad de ocurrencia.

Si el pozo de exploración inicial es un pozo seco o no tiene éxito, se asume que el Inversor actualiza (reduce) la probabilidad de éxito y perfora un segundo pozo si el VPN esperado después de impuestos de esa inversión incremental es positivo. Se supone que este proceso continuará hasta que se descubra un campo petrolero o el valor esperado de un pozo exploratorio adicional se vuelva negativo. Cada hoyo seco hace que el Inversor reduzca aún más la probabilidad de éxito de acuerdo con el modelo bayesiano descrito en Smith (2005).²

Dependiendo del costo de la exploración, la posibilidad de éxito, las disposiciones fiscales, etc., la secuencia de exploración puede extenderse a más de un pozo. Por lo tanto, una métrica importante del desempeño de ciclo completo en cada régimen fiscal es el número máximo de pozos secos que se perforarían antes de abandonar la búsqueda. Con esta medida, nuestro análisis revelará, entre otras cosas, cómo un determinado régimen fiscal impacta la intensidad de la exploración.

Para cada posible resultado exploratorio, calculamos el VPN de los flujos resultantes de efectivo para el Inversor y el Gobierno, según lo determinado por nuestro modelo de optimización y contingente en el régimen fiscal seleccionado y el escenario de recursos, desde la fase de desarrollo y hasta el punto de abandono de cualquier campo que se descubra. Todos los resultados exploratorios posibles son luego ponderados por las probabilidades de ocurrencia para calcular el VPN esperado de cada parte, el volumen esperado de producción, los ingresos esperados del gobierno y la pérdida esperada de peso muerto asociada con los respectivos regímenes fiscales.

Para los proyectos *brownfield* (occidente y Faja del Orinoco), no se requiere una secuencia de pozos de exploración o gastos de exploración. Sin embargo, se asume que el tamaño de la base de recursos subyacente se resuelve solo después de que se hayan realizado las inversiones iniciales de desarrollo. Por lo tanto, el análisis de ciclo completo de los proyectos *brownfield* aquí reportados refleja el promedio

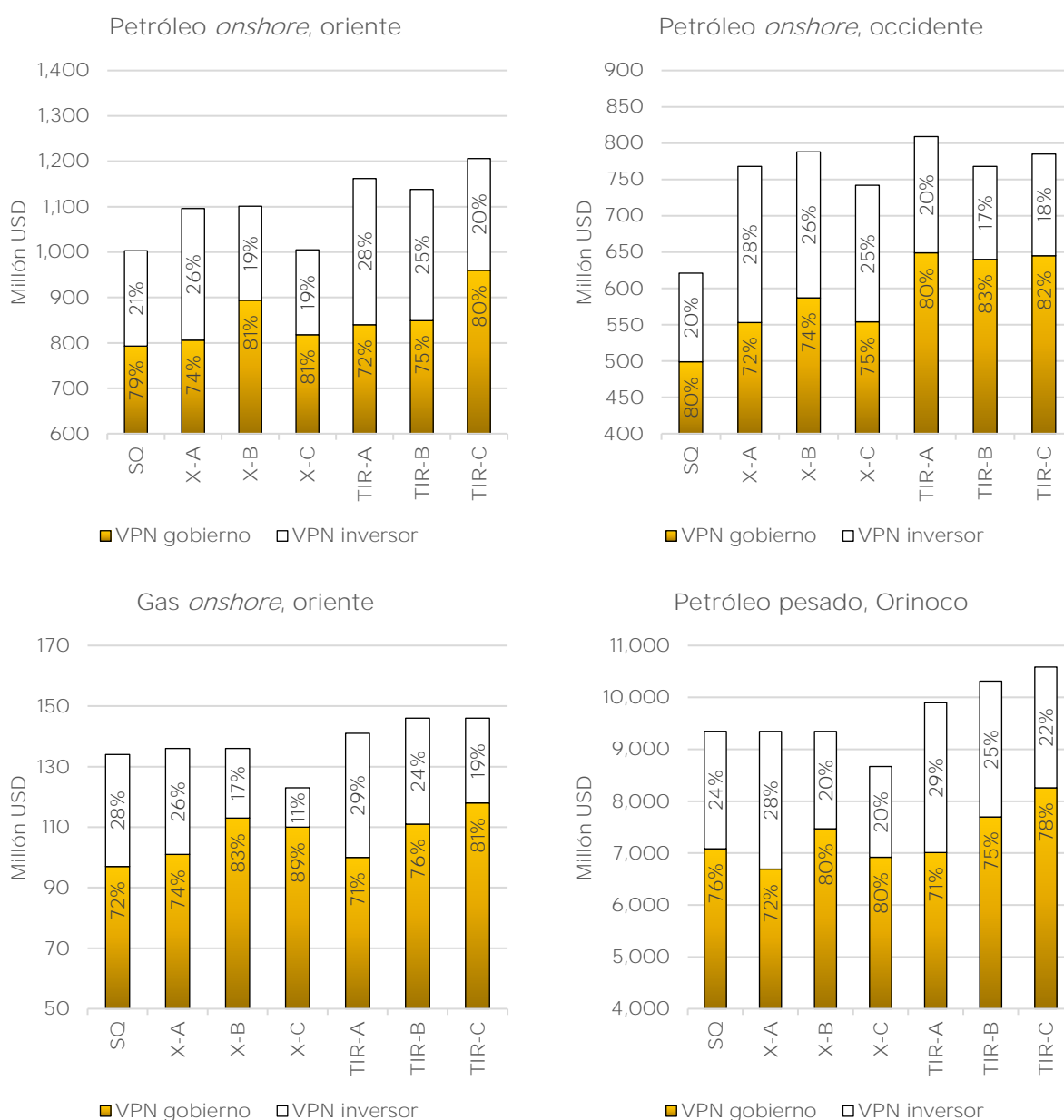
² El modelo bayesiano incorpora dos fuentes de incertidumbre: la probabilidad de que un campo petrolero esté realmente contenido dentro del área del contrato (referido como probabilidad geológica), y la probabilidad de que un pozo determinado descubra el campo dado que uno existe (denominado probabilidad tecnológica). Por lo tanto, la probabilidad de un pozo seco en el primer intento viene dada por el 100% menos el producto de las probabilidades geológicas y tecnológicas.

ponderado de probabilidad de los valores, en función del rango de volúmenes de recursos potenciales que se listan en la Tabla 1.2.

2.1. Impacto fiscal en la división de ganancias entre inversionista y gobierno

El régimen fiscal vigente en Venezuela permite al Gobierno capturar la mayoría de las ganancias, entre 70% y 80%, según el tipo de campo, como se muestra en la figura 2.1. La tributación relativamente leve de los proyectos de gas representa el extremo inferior de este rango (72%). La fracción del beneficio total capturado por el gobierno se llama *government take*, pero es más importante la magnitud absoluta de los ingresos del gobierno, como muestra la altura de las barras sólidas en la figura 2.1

Figura 2.1 Distribución de ganancias a ciclo completo



Es evidente, por ejemplo, que con respecto al campo petrolero en oriente, el régimen TIR-A permite al gobierno capturar *más* ingresos que el statu quo (\$840 millones versus \$793 millones) a pesar de que genera un *government take* más *bajo* (72% frente a 79%). Además, el régimen TIR-C le permite al Gobierno capturar muchos más ingresos que el statu quo (\$979 millones versus \$793 millones) a pesar de que el *government take* es aproximadamente el mismo (80% versus 79%).

Esta aparente paradoja es fundamental para comprender (y atender) los problemas con el régimen fiscal vigente. Debido a que ese régimen crea muchas distorsiones de inversión que reducen el tamaño de la base impositiva, al gobierno no le va tan bien incluso cuando toma una gran parte del pastel más pequeño. Para la mayoría de los proyectos que se muestran en la figura 2.1, los regímenes fiscales alternativos permiten al Gobierno capturar significativamente más ingresos, independientemente del valor calculado del *government take*. Una gran parte de un pastel pequeño sigue siendo pequeña. Es mejor hacer crecer el tamaño del pastel eliminando las distorsiones que lo han reducido.

Las distinciones estratégicas entre los Planes A, B y C también se ilustran en la figura 2.1. El Plan A está diseñado para otorgar la mayoría de las ganancias adicionales al Inversor, y al comparar las alturas de las barras blancas en la figura, esto se confirma.

Si bien los regímenes del Plan A (“Generoso”) no tienden a aumentar mucho el VPN del Gobierno para los proyectos individuales, aún pueden hacer que cada proyecto sea más beneficioso para los inversores y atraer más capital al sector, y por lo tanto aumentar el tamaño de la base impositiva en formas que no se capturan en nuestro análisis.

Los regímenes del Plan B (“Equilibrado”) tienden a proporcionar un resultado más beneficioso para todos, donde el Gobierno y el Inversor son recompensados directamente con mayores ganancias que bajo el statu quo.

Los regímenes del Plan C (“Agresivo”) implican regalías aún más altas que están destinadas a favorecer al Gobierno, y las versiones basadas en la TIR del Plan C en su mayoría logran ese objetivo (compare las alturas sucesivas de las últimas tres barras sólidas dentro de cada gráfico). Sin embargo, las versiones basadas en el Factor X del Plan C no logran este objetivo.

Para cada uno de los cuatro proyectos, el Plan B genera más ingresos para el Gobierno que el Plan C si se implementa utilizando el Factor X en lugar de la TIR. Este problema surge del hecho de que el Factor X es una medida bastante imperfecta de la rentabilidad del Inversor (al no tener en cuenta el valor tiempo del dinero), por lo que vincular tasas de regalías más altas con el Factor X puede generar cargas impositivas indebidas y desalentar la inversión, de manera similar al régimen existente.

Esto es especialmente cierto bajo la versión agresiva del régimen del Factor X, que infla las malas consecuencias de este problema y crea un efecto de curva de Laffer: impuestos y/o regalías más altos pueden, hasta cierto punto, permitir que el gobierno capture más ingresos, pero después de alcanzar ese punto, las tasas más

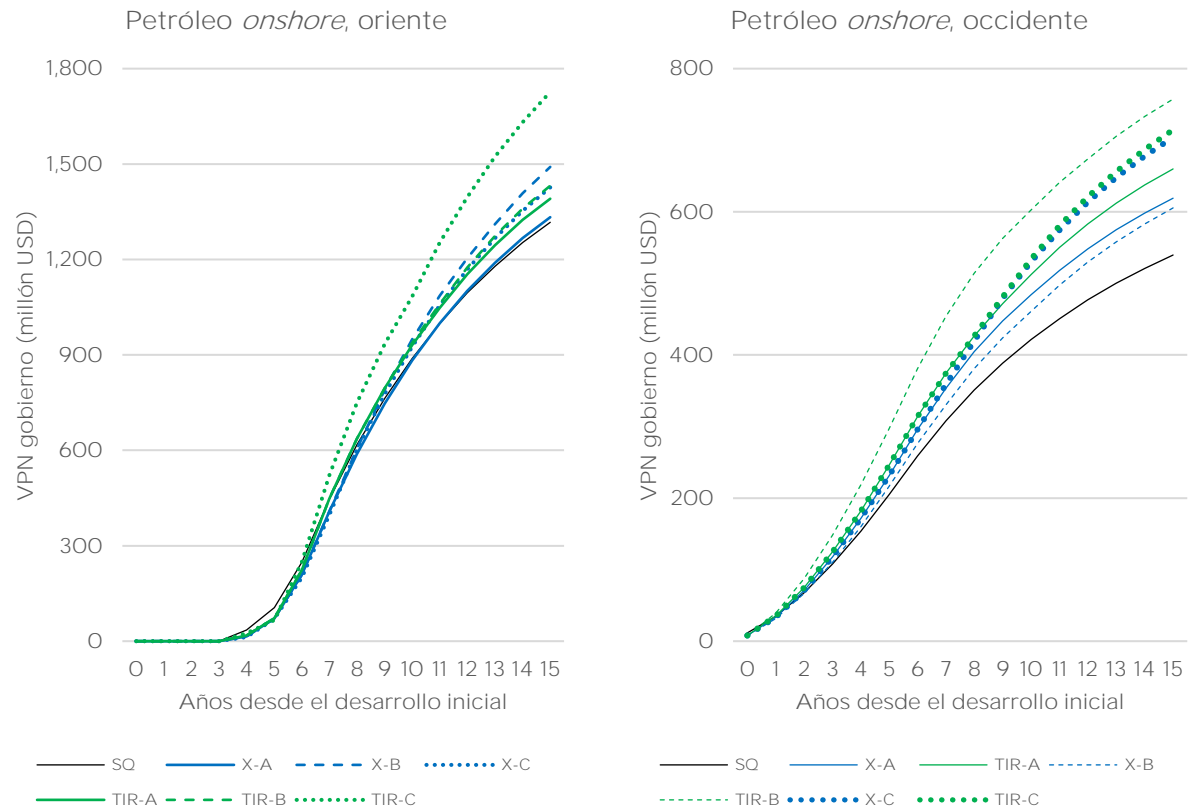
altas reducirán la inversión, reducirán la base impositiva y disminuirán los ingresos del gobierno. Además, esto representa una situación de perder-perder en la que las ganancias del Inversor también se reducen.

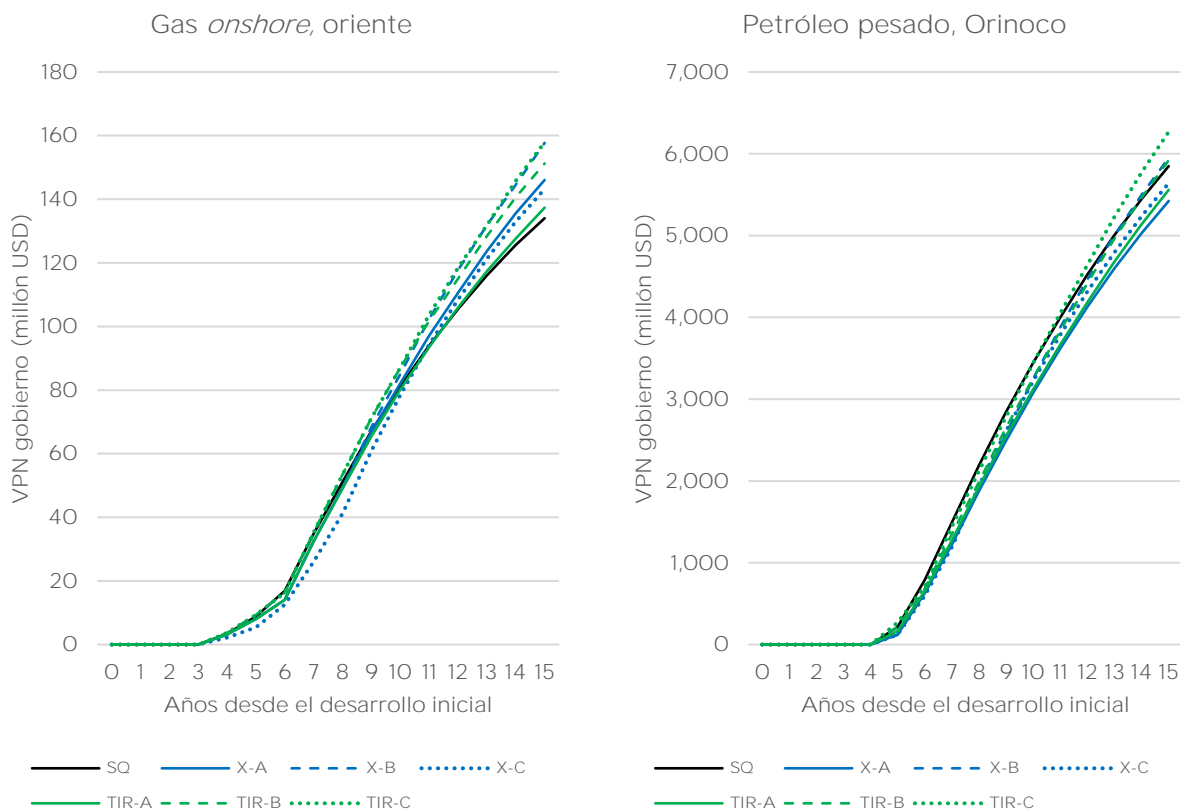
2.2. Impacto en los tiempos de ingresos del gobierno

Dadas las exigencias financieras actuales, también se deben considerar los tiempos de los ingresos del Gobierno. Reemplazar el statu quo con regímenes alternativos que puedan causar demoras en el flujo de los ingresos del gobierno podría generar mayores dificultades financieras, incluso si se espera que esos regímenes generen finalmente mayores ganancias para el gobierno. Sin embargo, esto no parece ser una preocupación con respecto a los regímenes alternativos examinados aquí.

Esto se ilustra en la figura 2.2, donde la línea negra representa la tasa a la que el VPN del Gobierno se acumula bajo el régimen fiscal existente durante los primeros años de cada proyecto, suponiendo el desarrollo del campo de tamaño medio (ver Tabla 1.2). Hay algunas, pero muy pocas, diferencias entre el statu quo y los regímenes alternativos a este respecto. La principal diferencia surge en el redesarrollo de los campos petroleros en el occidente, donde los regímenes alternativos tienden a generar ingresos del Gobierno a un ritmo más rápido que el statu quo.

Figura 2.2 Impacto fiscal en los tiempos de los ingresos del gobierno



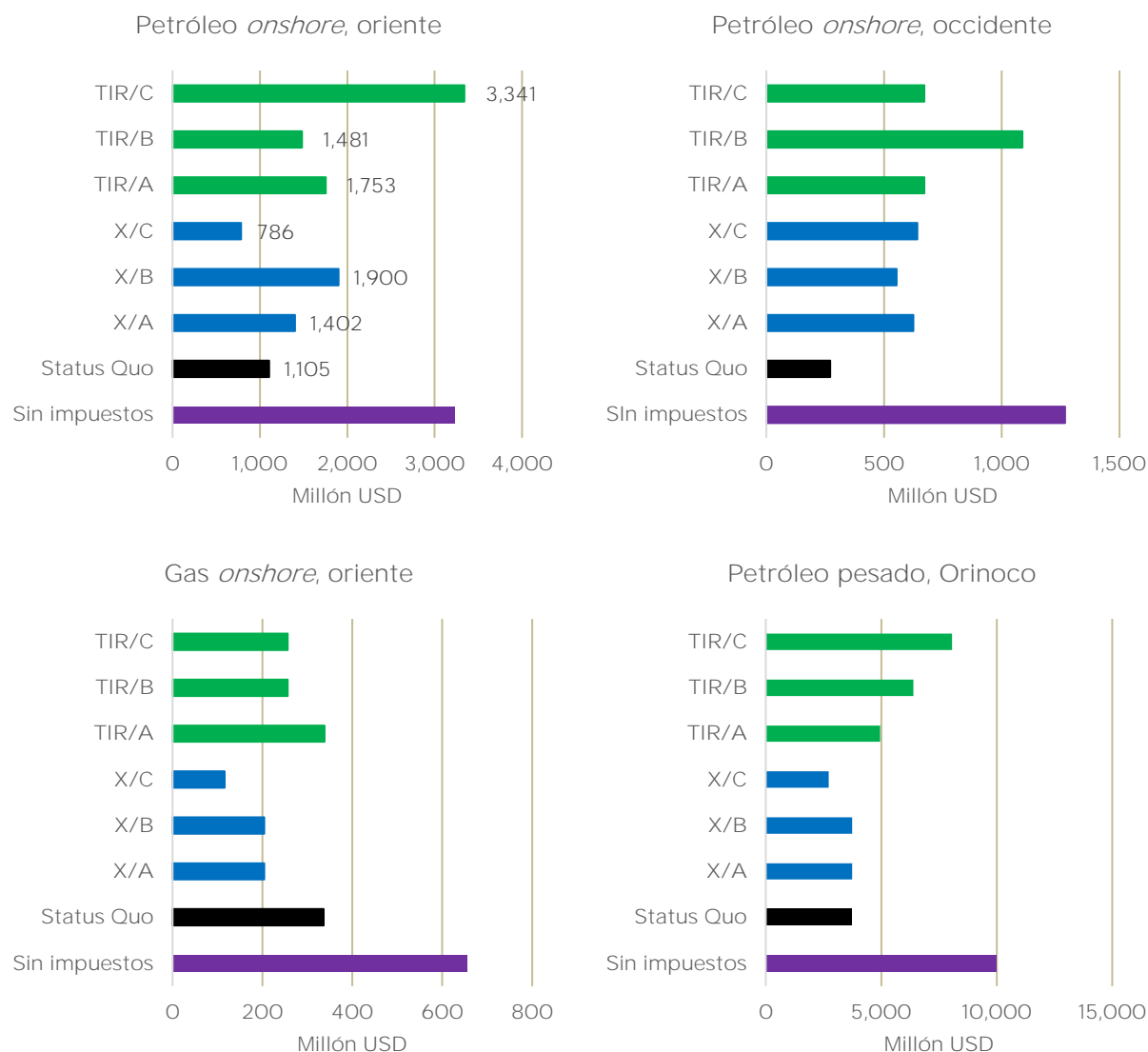


2.3. Impacto en inversiones totales y operaciones

Las distorsiones inducidas por los altos impuestos potencialmente afectan la intensidad de las actividades de exploración y desarrollo elegidas por el Inversor. El gráfico 2.3 muestra el capital total gastado durante el desarrollo de un descubrimiento exitoso bajo los regímenes fiscales alternativos. Se proporciona el punto de referencia sin impuestos (línea púrpura) para indicar en qué medida los impuestos desalientan la inversión potencial. En todos los casos, el régimen de statu quo reduce la inversión potencial en más de 50%. En casi todos los casos, los regímenes alternativos fomentan una mayor inversión, lo que conduce a más reservas, una producción más rápida y un mayor VPN del gobierno.

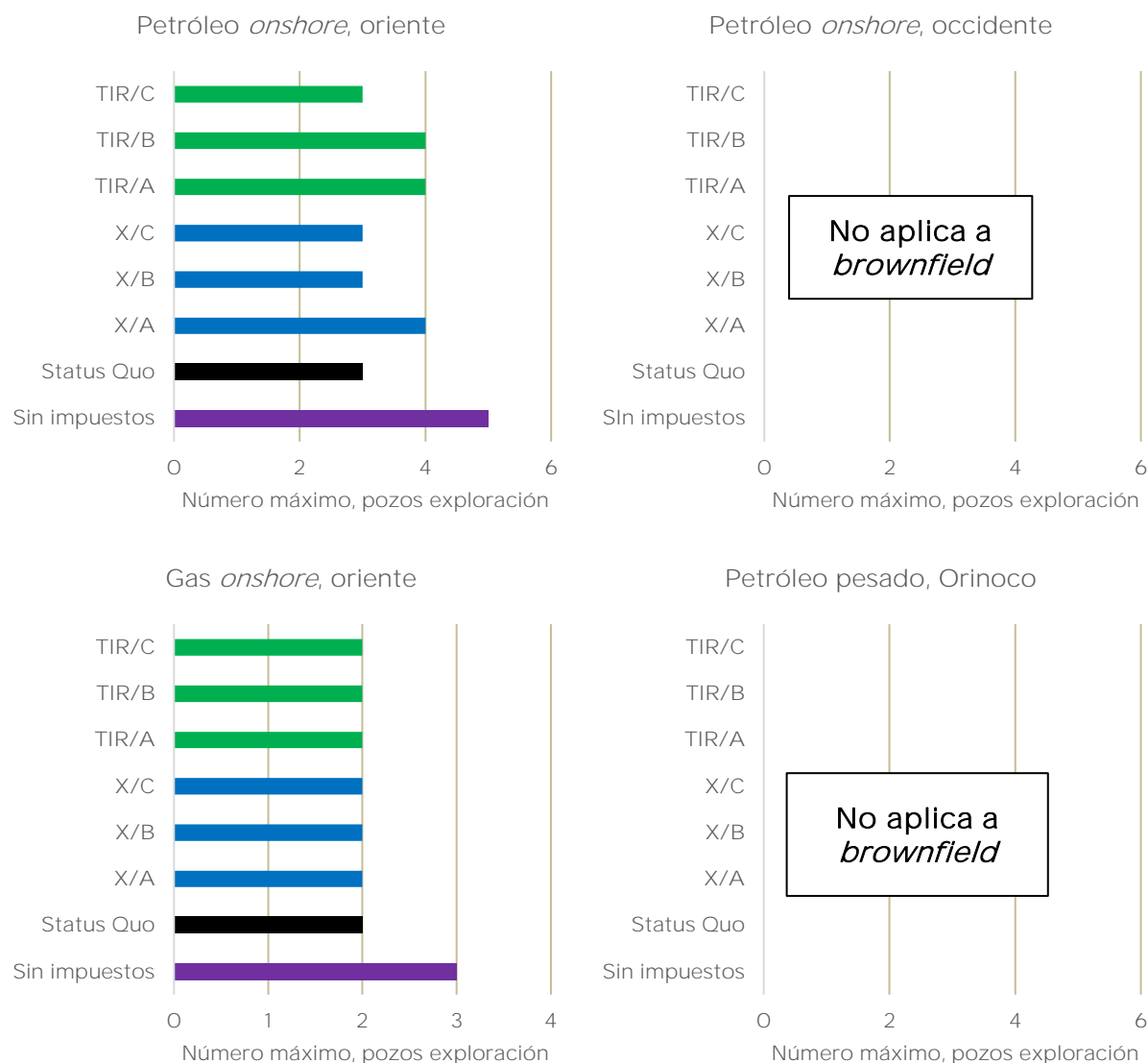
La notable excepción es, nuevamente, el Plan X del Factor C. En tres de los cuatro proyectos, este enfoque genera aún menos inversión que el statu quo. Este es el precio pagado por ser demasiado agresivo con un instrumento que no está estrechamente relacionado con la rentabilidad del inversor. Pero incluso con las estrategias fiscales menos agresivas (Plan A y Plan B), la implementación del Factor X estimula menos inversión que la implementación de la TIR

Figura 2.3 Impacto fiscal en inversión total



El impacto específico de estos regímenes en la fase de exploración se muestra en la figura 2.4. Aquí graficamos el número máximo de pozos secos que el Inversor toleraría antes de abandonar el prospecto. Por supuesto, esta medida solo es relevante para los proyectos *greenfield*, razón por la cual dos de los cuatro paneles están en blanco. En ausencia de impuestos, el Inversor estaría dispuesto a perforar uno o dos pozos exploratorios más que bajo el régimen de statu quo. Esto se debe a que, aunque el costo de cada pozo exploratorio sigue siendo el mismo, el valor neto de un descubrimiento potencial para el Inversor se reduce en proporción a los impuestos recaudados en un descubrimiento exitoso. Solo hasta cierto punto, los regímenes alternativos crean incentivos que aumentarían la intensidad de la exploración. Los regímenes generosos proporcionan los mayores incentivos de exploración porque están diseñados para aumentar el VPN del inversor en caso de un descubrimiento

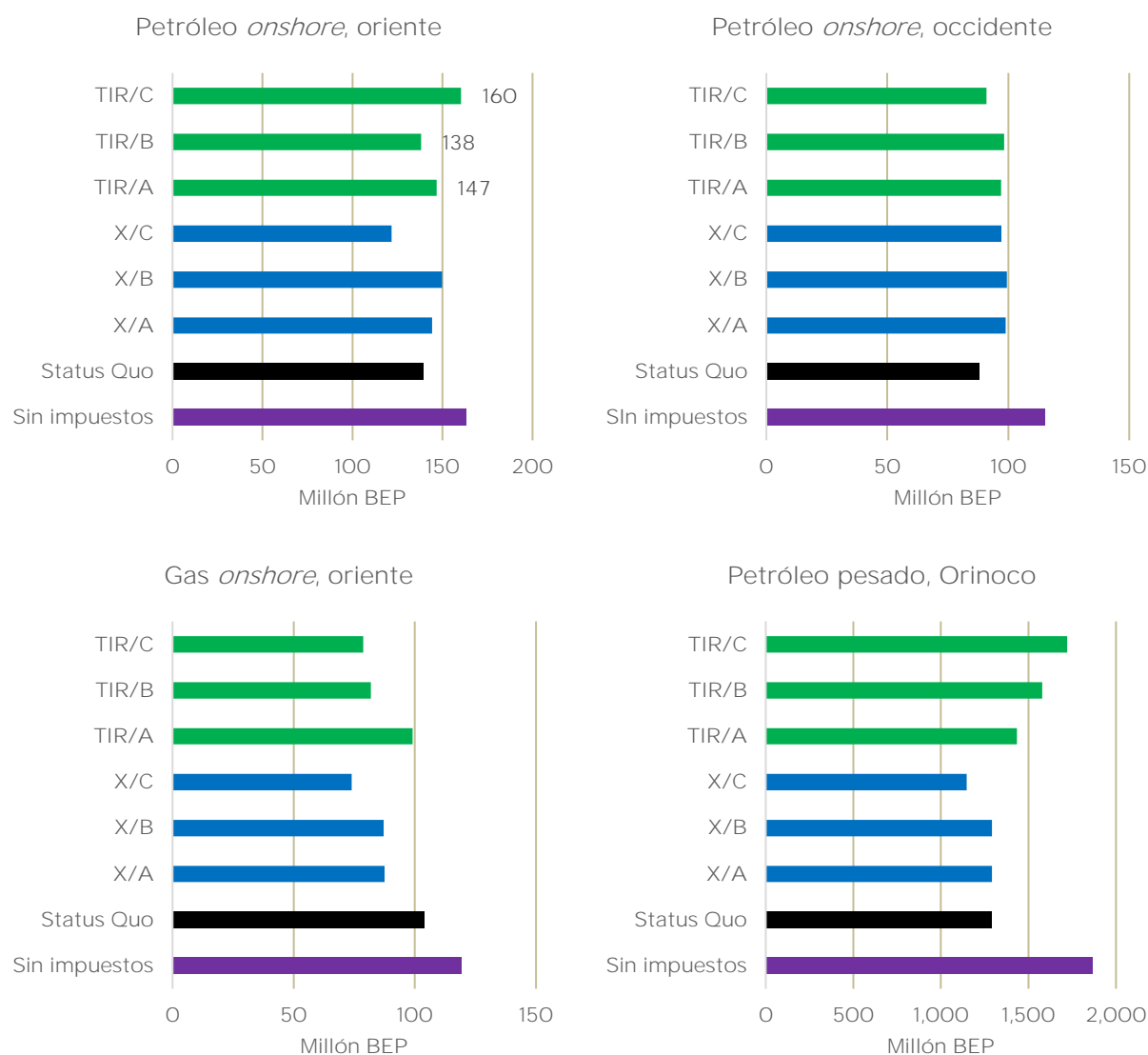
Figura 2.4 Impacto fiscal en intensidad de exploración



La reducción de la inversión en exploración y desarrollo lleva a una disminución en el volumen esperado de reservas obtenidas en cada prospecto. Mostramos en la figura 2.5 el volumen de las reservas en riesgo. Esta medida incorpora el riesgo de pozo seco específico para cada proyecto en cuestión, así como el factor de recuperación de recursos del desarrollo exitoso del depósito potencial. Proporciona, desde la perspectiva del ciclo completo, el volumen de producción esperado que se derivará del prospecto, incluida la posibilidad de no producción. Todos los regímenes reducen el volumen de las reservas en riesgo en relación con la referencia sin impuestos. Con respecto al régimen statu quo, esta reducción es más pronunciada para el proyecto de petróleo pesado del Orinoco, donde las reservas en riesgo disminuyen en casi un tercio. En relación con el statu quo, los regímenes alternativos a menudo aumentan, pero a veces disminuyen, el volumen de las reservas en riesgo. Sin embargo, el impacto financiero de estas diferencias es ambiguo, como veremos, debido a las diferencias que lo acompañan en la tasa de extracción de las reservas durante la vida del campo. La extracción más rápida de una reserva más pequeña puede ser más

rentable (tanto para los inversores como para el gobierno) que la extracción más lenta de una reserva más grande.

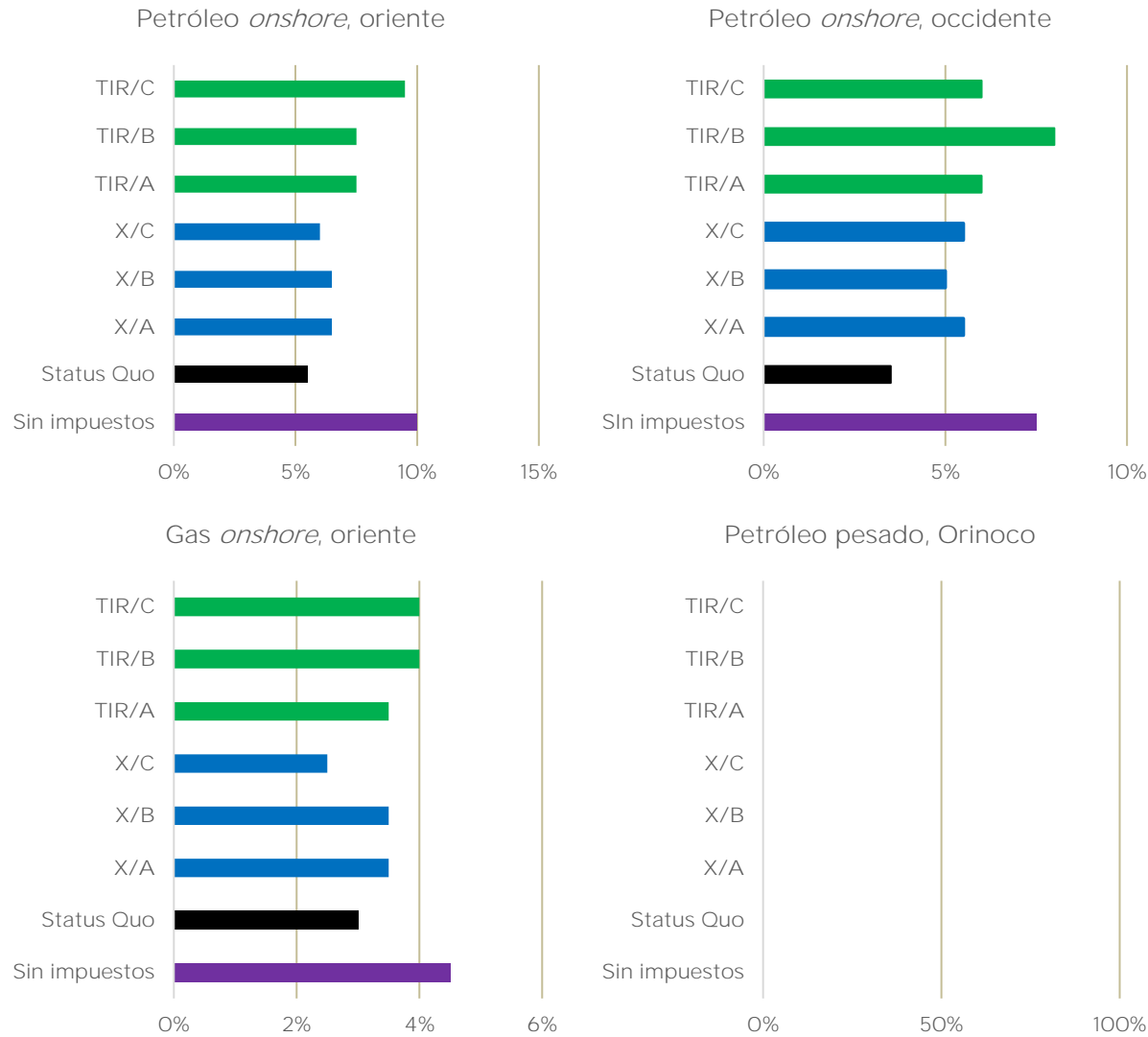
Figura 2.5 Impacto fiscal en reservas en riesgo



Las tasas reales de extracción se muestran en la figura 2.6. El término de tasa de extracción mide el porcentaje de reservas restantes en el depósito que se producen cada año. Las tasas de extracción que se muestran para cada proyecto reflejan el desarrollo del campo de tamaño mediano (ver tabla 2.1). Nuestro modelo de simulación incorpora una curva de declinación exponencial para la cual la tasa de extracción es constante cada año. La excepción es el proyecto de petróleo pesado del Orinoco, donde la perforación de desarrollo está programada durante la vigencia del contrato para mantener niveles de producción aproximadamente constantes (para llenar los oleoductos y utilizar completamente las instalaciones de conversión de crudo pesado) incluso agotando la reserva restante. En ese caso, la tasa de extracción observada no es constante, sino que en realidad aumenta cada año. Por

esa razón, no podemos mostrar una sola tasa de extracción como en los otros tres casos.

Figura 2.6 Impacto fiscal en la tasa de extracción



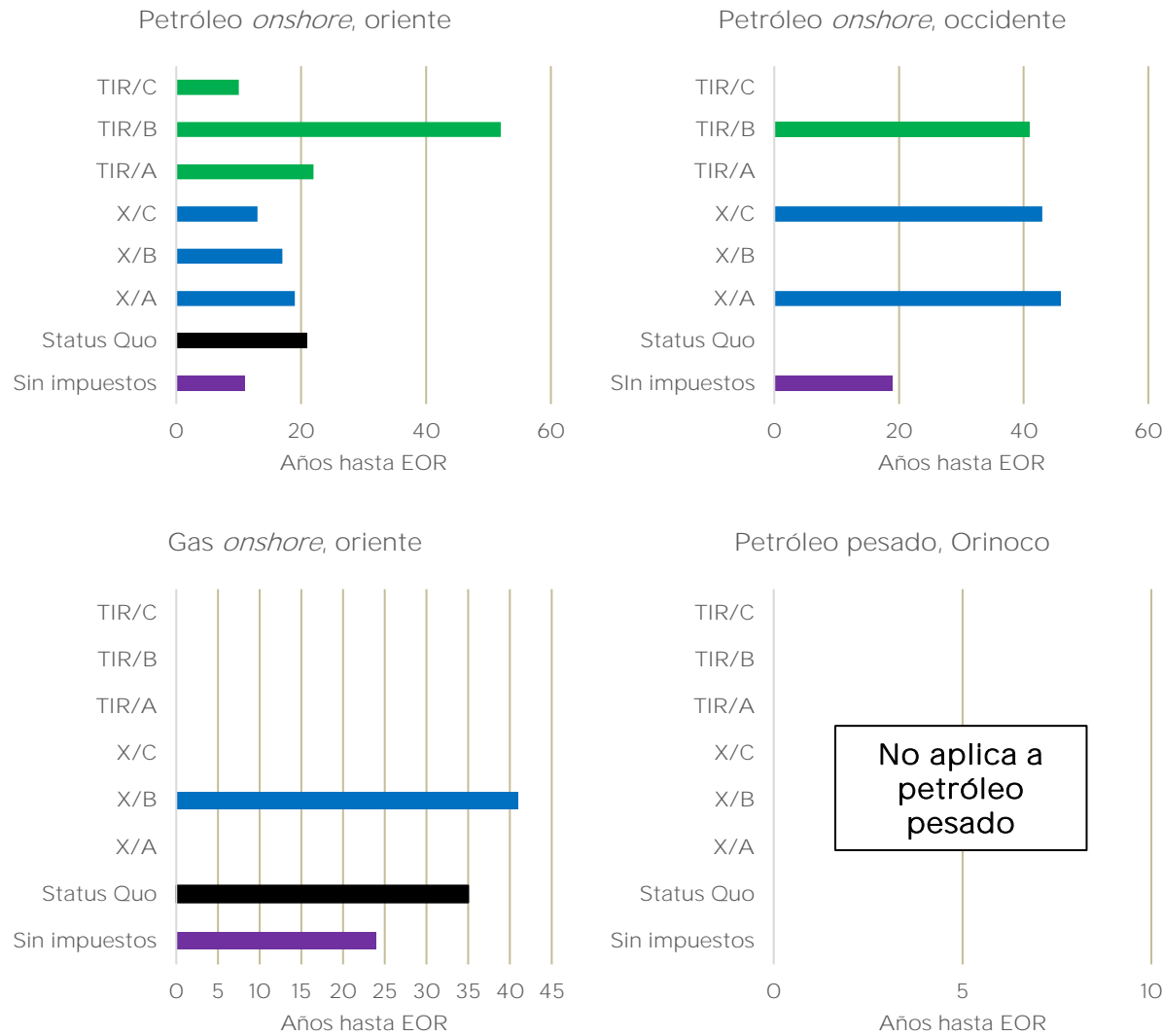
Como se nota en la figura 2.6, el statu quo ralentiza sustancialmente la extracción de reservas en relación a la referencia sin impuestos. Las tasas de producción se reducen en un tercio a la mitad. Este retraso en la monetización del recurso reduce en gran medida el valor presente de la fuente de ingresos para los inversores y el gobierno por igual, incluso si finalmente se produce un volumen igual de recursos en un período de tiempo más largo. Los regímenes alternativos casi invariablemente aumentan las tasas de extracción en relación con el statu quo y, por lo tanto, aceleran los ingresos. La única excepción es el régimen de Factor X del Plan C (cuando se aplica al gas natural), que, como hemos visto, desalienta la inversión que se requeriría para instalar una mayor capacidad de producción.

Las intervenciones para la recuperación mejorada de petróleo (EOR por sus siglas en inglés, *enhanced oil recovery*) de campos maduros representa otra fase de inversión

que se ve afectada por el régimen fiscal. La figura 2.7 muestra el tiempo óptimo para iniciar EOR en cada proyecto, según lo simulado por nuestro modelo, basado en un campo de tamaño medio. Por óptimo, nos referimos al tiempo que maximiza el VPN después de impuestos para el Inversor. Dependiendo del tratamiento fiscal de las inversiones de EOR y los ingresos resultantes, incluso puede ser óptimo no iniciar EOR en absoluto.

Los regímenes fiscales alternativos dan resultados mixtos en este aspecto. Para el campo petrolero *greenfield*, los regímenes de Factor X parecen acelerar la introducción de EOR, mientras que los regímenes de TIR tienen resultados menos predecibles. Para el campo de gas *greenfield*, ninguno de los regímenes alternativos promueve inversiones en EOR. Pero, incluso bajo la referencia sin impuestos, EOR en este campo de gas se pospone tanto tiempo que tiene muy poco impacto en el volumen de reservas restantes.

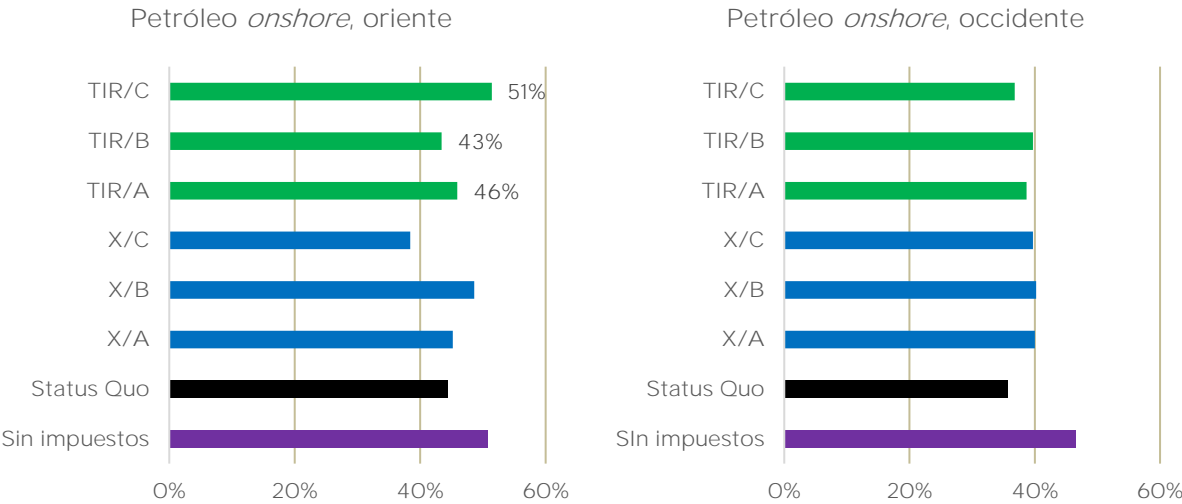
Figura 2.7 Impacto fiscal en la implementación de EOR

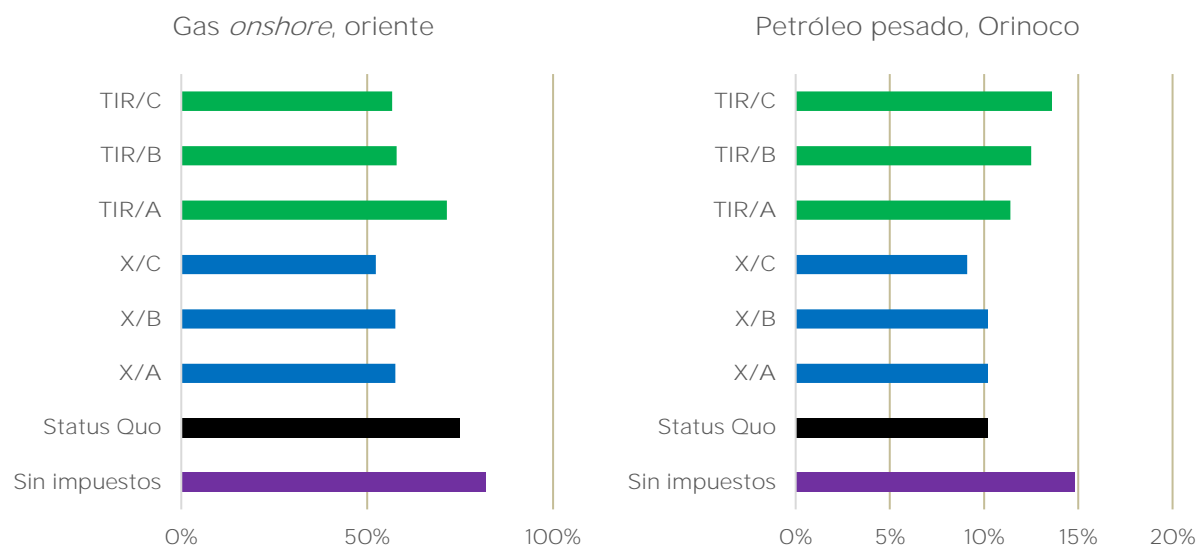


El proyecto petrolero *brownfield* representa un caso en el que las inversiones iniciales del inversor ya tienen el propósito de mejorar la producción de un campo petrolero antiguo. Aunque nuestro modelo prevé la posibilidad de otra oportunidad para usar EOR incluso más adelante en la vida útil de ese campo, esto puede no ser realista, por lo que tendemos a descartar esos resultados. No se prevé que EOR forme parte del concepto de desarrollo relevante para el petróleo pesado, al menos no durante el plazo inicial del contrato, y ha sido suprimido de la modelización de ese proyecto.

También observamos que, aunque el tiempo de introducir EOR puede tener un impacto significativo en el volumen físico de las reservas, su implementación tiene muy poco impacto financiero en estos proyectos. El VPN del inversor ni del gobierno cambiarían mucho si se suprimiera por completo el EOR. Esto es simplemente porque el EOR representa una inversión de bajo margen que se hace en el futuro distante. Aunque la inversión puede ser bastante consecuente en el momento en que se realiza, el valor presente neto del flujo de caja neto que genera será insignificante cuando se considere desde el presente.

Figura 2.8 Impacto fiscal en factor de recobro de recursos





El factor de recobro de recursos mide la fracción original de petróleo o gas in situ que realmente se produce antes que se abandone el campo. Se determina conjuntamente por los niveles de inversión para desarrollar la capacidad de producción primaria y las posteriores operaciones de EOR. Por esta razón, los desincentivos de inversión inherentes al statu quo también disminuyen los factores de recobro de recursos, en relación con la referencia sin impuestos, como se muestra en la figura 2.8, que representa la producción del campo de tamaño medio.

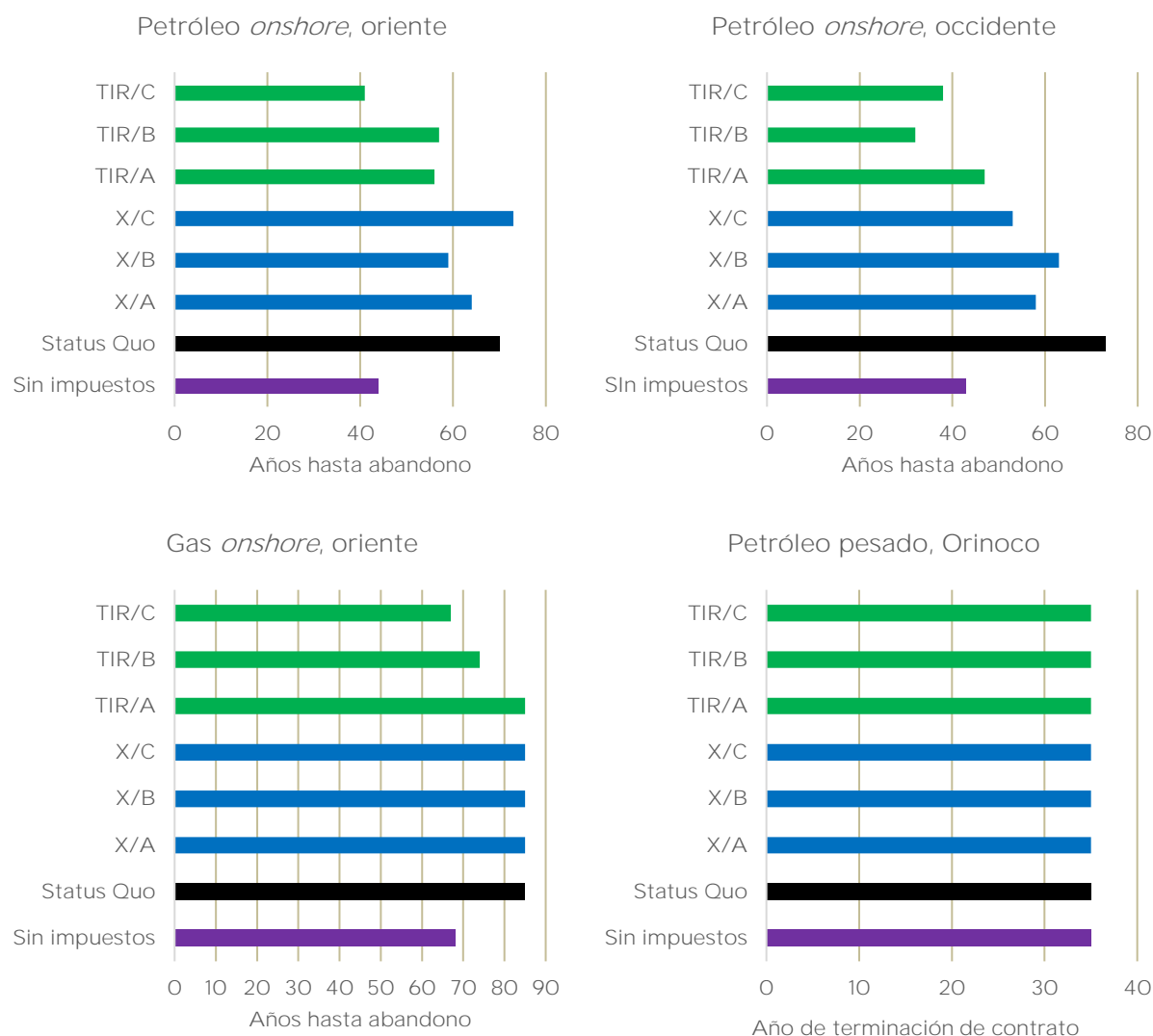
El efecto es bastante sustancial en el proyecto petrolero *brownfield* y el proyecto de petróleo pesado del Orinoco, donde 23% y 31% de las reservas potenciales se pierden, respectivamente, en relación con el caso referencia sin impuestos. Los regímenes basados en la TIR tienden a restaurar una porción significativa de estas reservas perdidas. También lo hacen los regímenes basados en el Factor X en el caso del proyecto petrolero *brownfield*, pero el régimen agresivo de Factor X del Plan C nuevamente tiene el potencial de ser contraproducente debido a impuestos excesivos, como en el proyecto petrolero *greenfield* que se muestra a continuación, donde el resultado es un volumen de reservas aún menor que el producido en el statu quo.

El proyecto de gas en tierra también es una excepción a la regla general. Esto se debe a que el nivel de impuestos bajo el régimen de statu quo aplicado al gas ya es leve (regalía fija de 20%). Los regímenes alternativos toman la regalía mucho más allá de 20%, lo que conduce a una menor inversión y reservas más pequeñas que bajo el statu quo.

A continuación, consideramos el impacto de los regímenes fiscales en la decisión de abandono. La vida útil de un campo depende principalmente de la velocidad de extracción. Una vez que la producción cae a un nivel donde los ingresos no cubren el costo variable, el campo se cerrará y se dará de baja. Mayores tasas de extracción agotan las reservas más rápidamente y llevan el campo al límite económico más pronto, lo que acorta su vida útil. Este efecto se ilustra en la figura 2.9 para el campo

de tamaño medio. Debido a que el régimen de statu quo tiende a desalentar la inversión, resultando en una extracción más lenta y, por lo tanto, una vida útil más larga en relación al caso referencia sin impuestos.

Figura 2.9 Impacto fiscal en años para abandonar

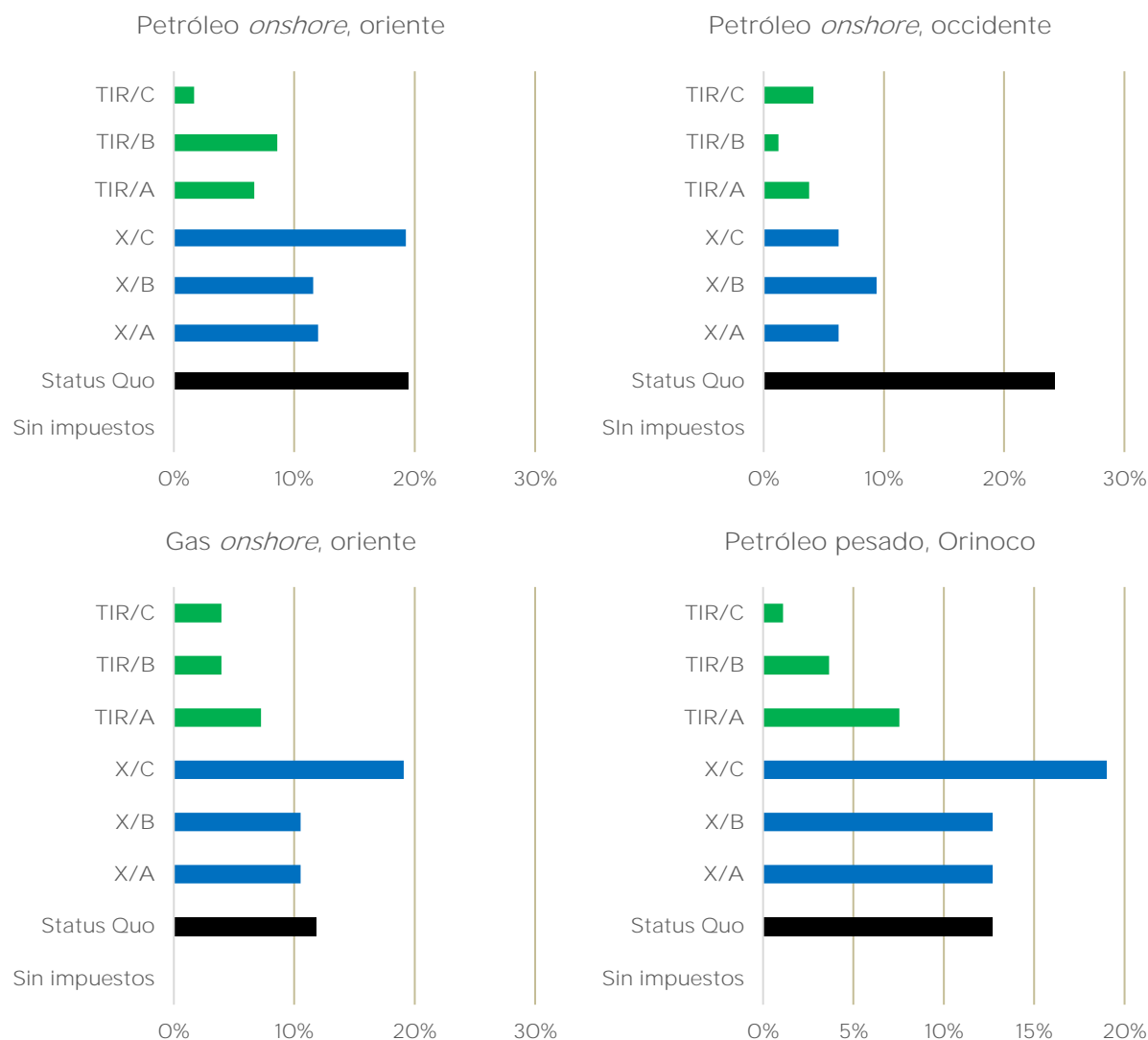


Los regímenes alternativos también desalientan la inversión en relación con la referencia sin impuestos, pero en menor grado. Esto generalmente resulta en una extracción más rápida y una vida de campo más corta en relación con el statu quo. El régimen de Factor X del Plan C es nuevamente una excepción a la regla. Vimos anteriormente que esta implementación agresiva impuso una carga impositiva demasiado pesada que redujo la inversión incluso por debajo del statu quo (ver petróleo *onshore* en oriente en la figura 2.3).

La magnitud de las distorsiones inducidas por cualquier régimen fiscal se indica por la pérdida total de peso muerto que crea. La pérdida de peso muerto es simplemente

la cantidad por la cual la base impositiva se reduce en relación con la referencia sin impuestos. Representa la cantidad de ganancia total que nunca se genera y simplemente se pierde debido a las reducciones inducidas por los impuestos en la inversión, la producción y los ingresos. Estas ganancias perdidas constituyen una reducción en la riqueza que ni el Inversor ni el Gobierno podrán capturar.

Figura 2.10 Impacto fiscal en la pérdida de peso muerto



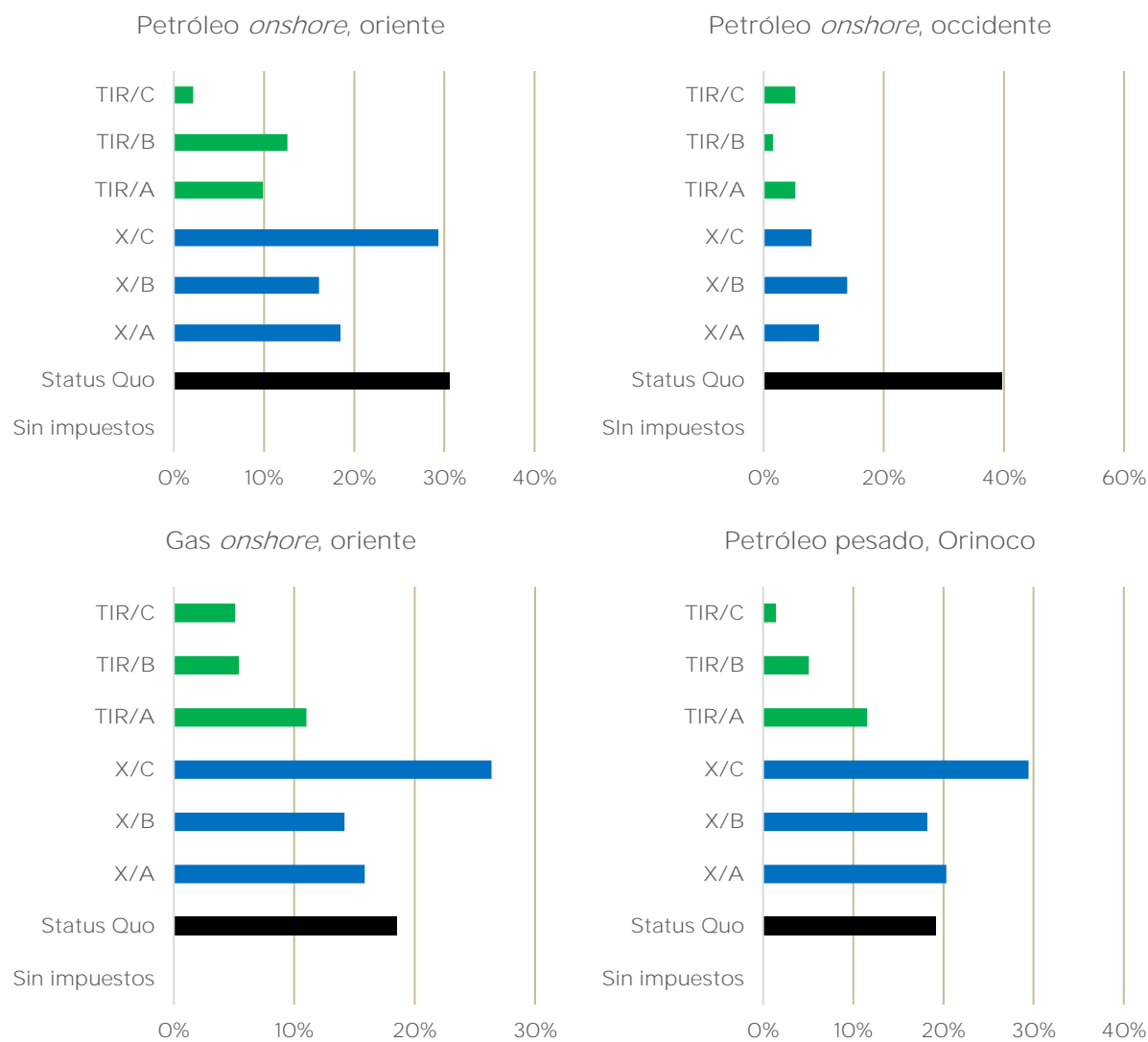
Bajo el régimen de statu quo, las pérdidas de peso muerto representan aproximadamente 20% del valor potencial de los recursos petroleros convencionales y 13% del valor de los recursos pesados, como se muestra en la figura 2.10. La pérdida de peso muerto correspondiente al desarrollo del gas es algo menor (12%) principalmente debido a la menor tributación del gas bajo el statu quo.

Los regímenes basados en la TIR tienden a reducir estas pérdidas por 50% o más, y esto representa un aumento significativo en el valor de los recursos, i.e. un aumento en el tamaño del pastel que le permite al Gobierno capturar más ingresos en relación con el statu quo.

Los regímenes de Factor X, con la excepción de la versión agresiva del Plan C, también reducen significativamente las pérdidas de peso muerto del desarrollo de petróleo y gas convencional, pero en menor grado que los regímenes de TIR. Los regímenes del Factor X no reducen el tamaño de las pérdidas de peso muerto del desarrollo de petróleo pesado.

Hemos observado que las pérdidas de peso muerto representan el costo social de los impuestos. Son rentas que en teoría podrían ser capturadas por el gobierno bajo un régimen fiscal menos distorsionador. El tamaño estimado de esas pérdidas en relación con el VPN de los ingresos del gobierno producidos por un régimen dado proporciona una medida simple por la cual se puede comparar el desempeño de diferentes regímenes. Esta ratio, denominado Ineficiencia fiscal, es un índice importante del desempeño fiscal y se define como el tamaño de las pérdidas de peso muerto dividido por el VPN de los flujos netos de efectivo del gobierno. Una proporción de 25%, por ejemplo, indica que por cada dólar capturado por el Gobierno, el tamaño del pastel (VPN total del proyecto) se reduce en 25 centavos debido a las distorsiones inducidas por los impuestos. Por lo tanto, el costo de recaudar dinero es el 25% de la cantidad recaudada.

Figura 2.11 Ineficiencia fiscal de regímenes alternativos



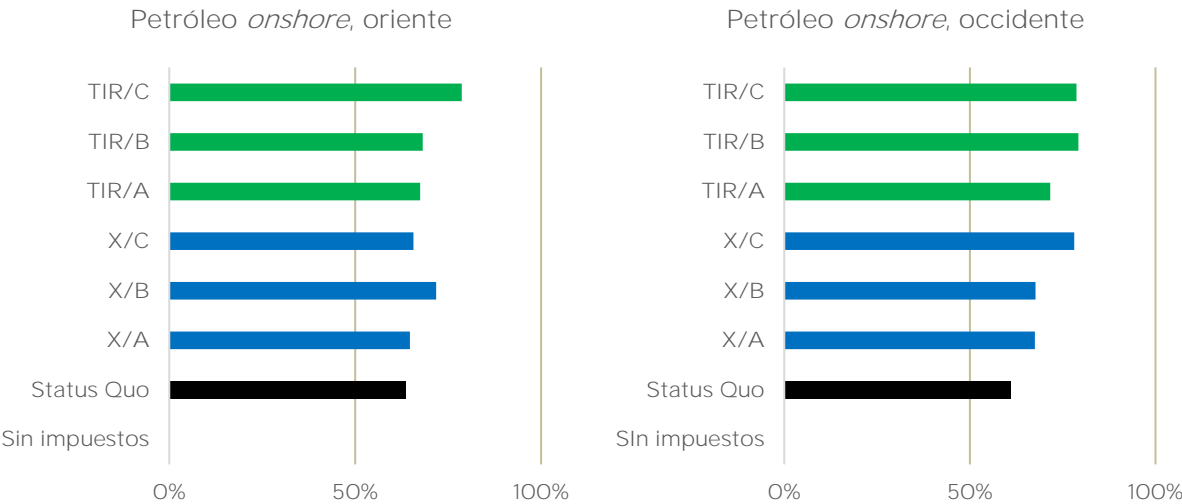
La ineficiencia fiscal del régimen tributario venezolano existente y las alternativas se muestran en la figura 2.11. La ineficiencia fiscal del régimen de statu quo es bastante alta, oscila entre 19% y 40% en los cuatro proyectos. Esto significa que entre una quinta y dos quintas partes de los impuestos recaudados por el Gobierno se compensan con las pérdidas impuestas al resto de la sociedad. Los regímenes de TIR reducen estas pérdidas a la mitad o menos. Los regímenes del Factor X (excepto la forma agresiva del Plan C) también reducen estas pérdidas en una cantidad significativa, pero en menor grado que los regímenes de TIR

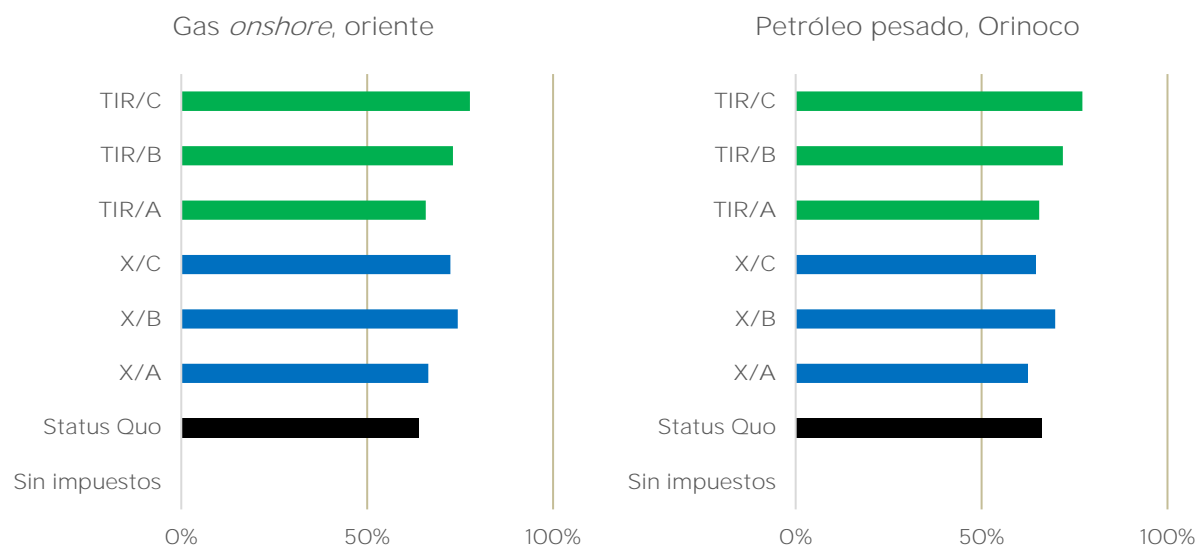
El desempeño de un régimen fiscal determinado también puede evaluarse calculando la fracción del valor potencial total de los recursos realmente capturado por el Gobierno. Esta medida, llamada rendimiento fiscal verdadero, difiere de la medida convencional del *government take*, que refleja la porción de las ganancias reales (no las ganancias potenciales) generadas bajo el régimen fiscal que son capturadas por el gobierno. El *government take* no tiene en cuenta el impacto de las pérdidas de

peso muerto en el VPN total del gobierno y no advierte si el régimen fiscal está capturando una gran parte de un pequeño pastel. El verdadero rendimiento fiscal llena este vacío de información. Un régimen fiscal clasificado más alto en términos de rendimiento fiscal verdadero necesariamente devolverá una ganancia absoluta más alta al gobierno. Un régimen fiscal con una clasificación más alta en términos de *government take* no puede devolver una ganancia absoluta más alta al gobierno si crea grandes pérdidas de peso muerto.

Como se muestra en la figura 2.12, el régimen fiscal existente de Venezuela generalmente ofrece un rendimiento fiscal real más bajo que cualquiera de los regímenes alternativos. Los regímenes del Factor X aplicados al proyecto de petróleo pesado, que a veces exhiben un rendimiento fiscal verdadero ligeramente más bajo que el statu quo, son la única excepción. Los regímenes de TIR producen consistentemente rendimientos fiscales verdaderos significativamente más altos que el statu quo

Figura 2.12 Rendimiento fiscal verdadero de regímenes alternativos
(porción de la renta mineral potencial realmente capturada por cada régimen)

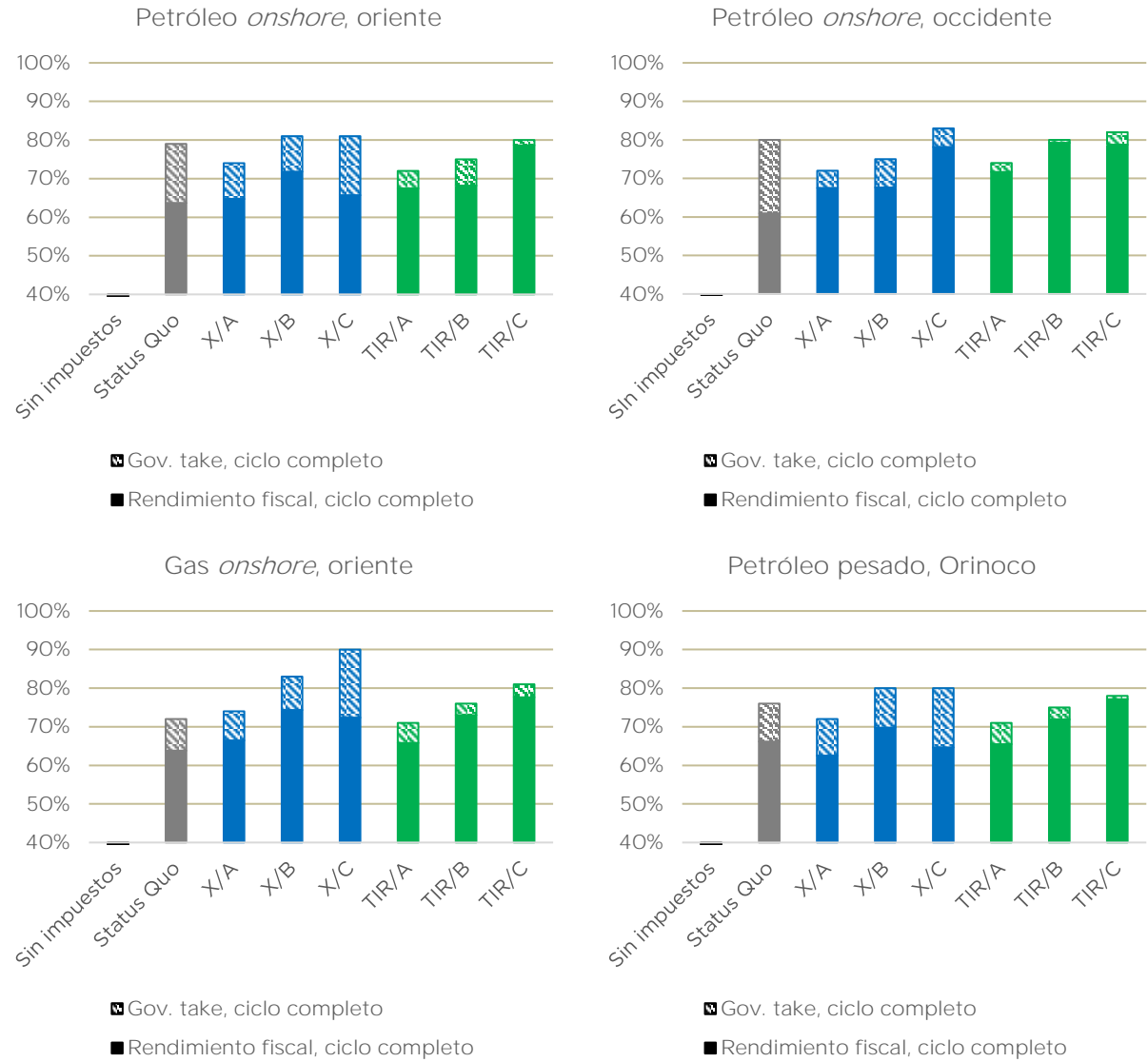




Para cada régimen, la diferencia entre el rendimiento fiscal verdadero y el *government take* se muestra en la figura 2.13. La altura de la barra sólida representa el rendimiento fiscal verdadero, mientras que el sombreado cruzado representa el *government take*. (El *government take* siempre excede el rendimiento fiscal verdadero si hay pérdidas de peso muerto; su numerador es idéntico, pero su denominador es menor).³ Considerando el proyecto petrolero *brownfield*, por ejemplo, el statu quo tiene un *government take* más alto que el régimen A de TIR (80% versus 74%), pero un rendimiento fiscal verdadero más bajo (61% versus 72%). Es evidente que aunque el statu quo en muchos casos parece desempeñarse mejor que los regímenes alternativos basados en el *government take*, este es un indicador engañoso del desempeño fiscal. En casi todos los casos, el statu quo tiene peor desempeño que todas las alternativas cuando consideramos el rendimiento fiscal verdadero.

³ Para *government take*, el denominador es el nivel real del VPN del proyecto. Para el rendimiento fiscal verdadero, el denominador es el nivel potencial del VPN del proyecto si no hubiera distorsiones inducidas por impuestos

Figura 2.13 Desempeño fiscal verdadero vs. *government take*



3. Análisis económico de medio ciclo

Una vez que se ha descubierto un campo petrolero y se han hundido los costos de exploración, asumimos que el Inversor diseñará un programa de desarrollo para maximizar el valor después de impuestos del recurso. Nuestro modelo busca variaciones ventajosas en el alcance del desarrollo primario, la tasa de extracción, los tiempos y el alcance del EOR posterior y el abandono final del campo, y selecciona la combinación que maximiza el VPN después de impuestos. Estos cálculos incorporan todas las disposiciones del régimen fiscal dado, incluida la recuperación permitida de los costos de exploración previamente gastados.

A continuación, en función del desarrollo del campo de tamaño mediano, mostramos cómo impactan el statu quo y los regímenes fiscales alternativos:

- 1) La distribución de las ganancias de medio ciclo (que excluyen los costos hundidos de exploración hundidos) entre el Inversor y el Gobierno.
- 2) El tamaño de las pérdidas de peso muerto de medio ciclo (que excluyen el impacto de cualquier reducción en los incentivos de exploración).
- 3) La ineficiencia fiscal de medio ciclo de cada régimen aplicado al desarrollo de un campo comercial de petróleo o gas (excluyendo las pérdidas de peso muerto incurridas en la etapa de exploración).
- 4) El rendimiento fiscal verdadero de medio ciclo de cada régimen, donde solo se consideran los gastos e ingresos incurridos durante la etapa de desarrollo.
- 5) La diferencia entre el rendimiento fiscal verdadero y el *government take*, calculada sobre la base de los flujos de efectivo de medio ciclo.

Juzgado sobre la base de los flujos de efectivo de medio ciclo, el desempeño de cada régimen fiscal es generalmente similar a lo que se vio en el análisis de ciclo completo. La principal diferencia se refiere a los niveles de rendimiento fiscal verdadero y *government take* observados en las nuevas perspectivas. Debido a que los costos de exploración no disfrutaban mucho de un refugio fiscal y solo pueden recuperarse con retraso si la exploración es exitosa, el Inversor asume un mayor porcentaje de los costos de exploración que los costos de desarrollo u operación. Este tratamiento fiscal más pesado de los gastos de exploración hace que tanto la recaudación del gobierno como el rendimiento fiscal real sean más altos cuando se miden en función de los flujos de efectivo de ciclo completo.

El efecto se puede ver comparando los resultados para las dos perspectivas nuevas (petróleo en oriente y gas en oriente) en las figuras 3.1 y 3.4 con los resultados correspondientes en las figuras 2.1 y 2.12. Para cualquier régimen fiscal dado, las pérdidas de peso muerto también son algo mayores cuando se calculan sobre la base de los flujos de efectivo de ciclo completo debido a la inclusión de reducciones inducidas por los impuestos en la intensidad de la exploración (ver figura 3.2 y 2.10).

Figura 3.1 Impacto fiscal en la distribución de las ganancias de medio ciclo (excluyendo la exploración)

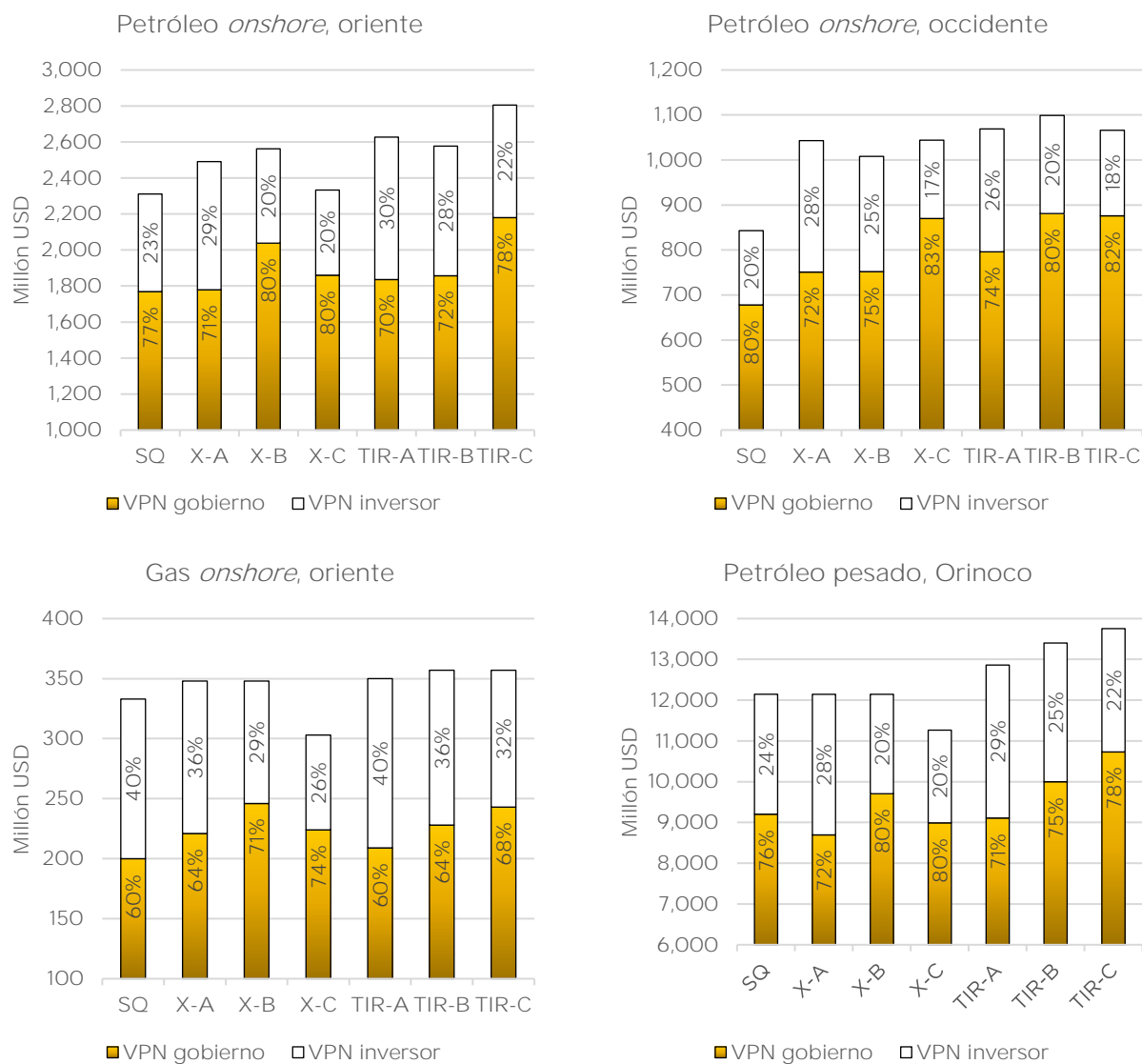


Figura 3.2 Impacto fiscal en la pérdida de peso muerto de medio ciclo

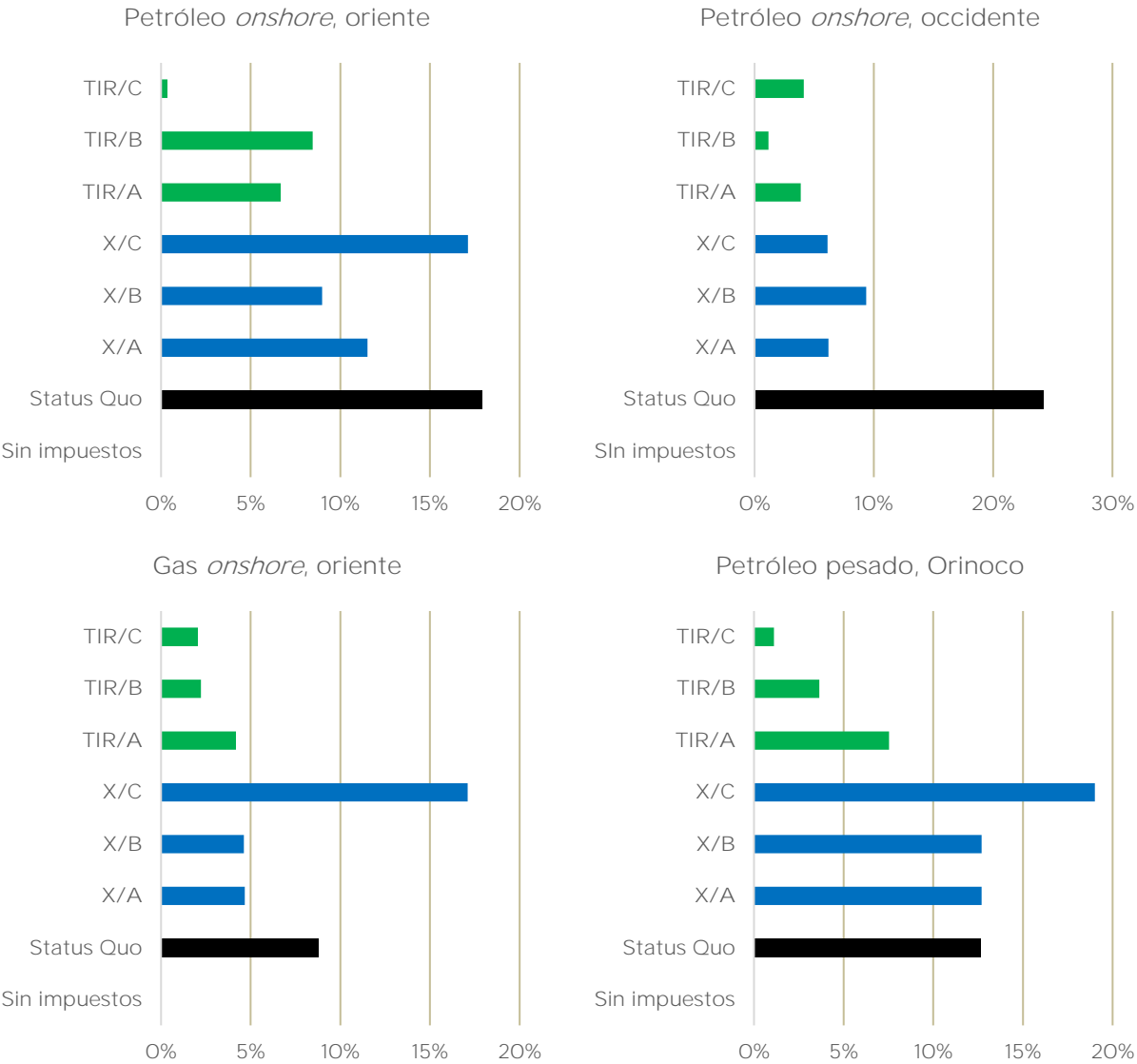


Figura 3.3 Impacto fiscal en la ineficiencia fiscal de medio ciclo



Figura 3.4 Impacto fiscal en el rendimiento fiscal verdadero de medio ciclo

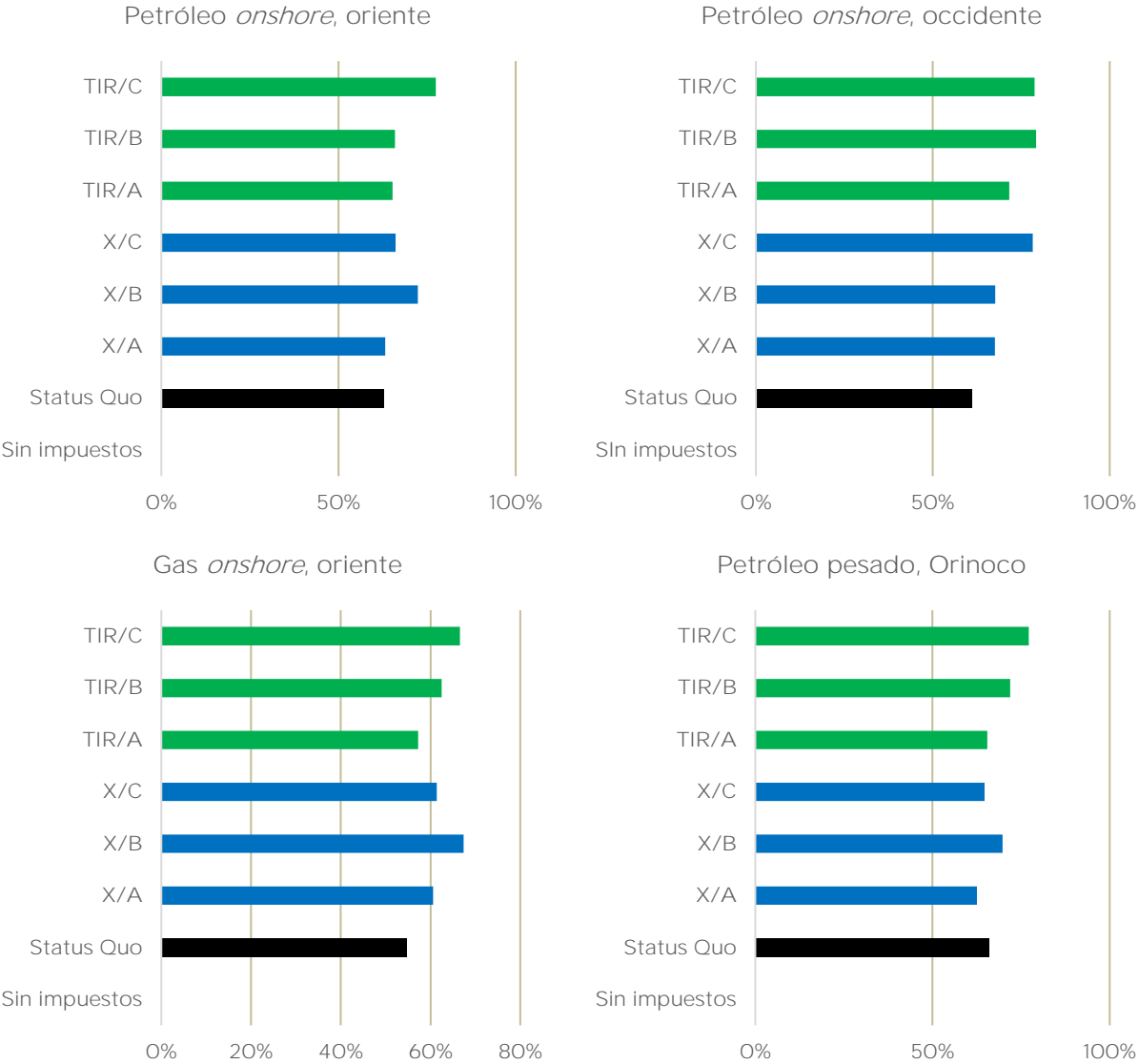
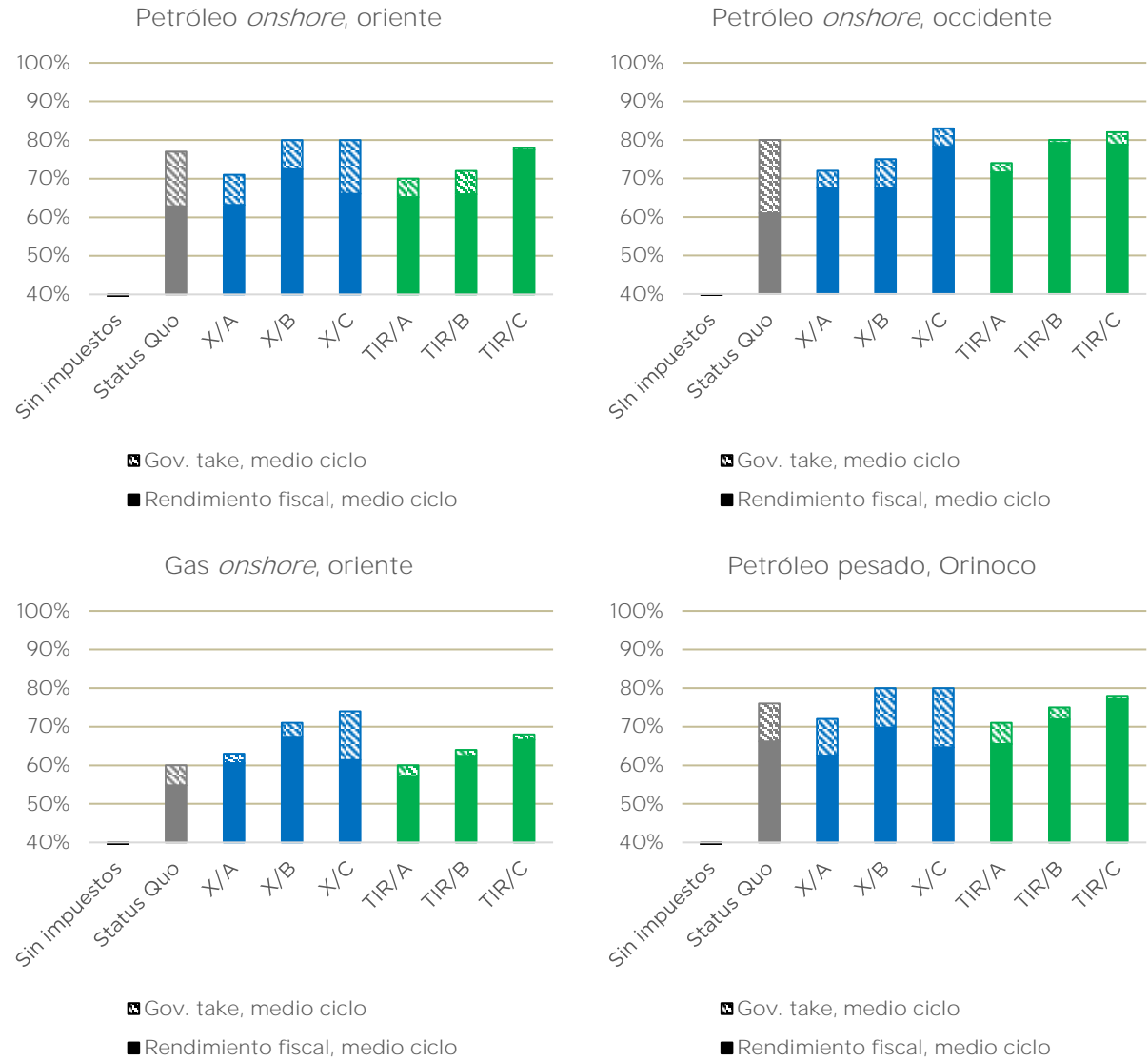


Figura 3.5 *Government take* de medio ciclo vs. rendimiento fiscal verdadero de medio ciclo



4. Conclusiones principales

Las principales conclusiones que surgen de este estudio son las siguientes:

El régimen fiscal de petróleo y gas en vigor en Venezuela desalienta severamente la inversión en exploración, desarrollo y operaciones de recobro mejorado (EOR).

El resultado es la reducción de los niveles de ingresos del Gobierno, reservas potenciales de petróleo y gas dejadas bajo la superficie y la pérdida de ganancias para las compañías petroleras.

Los regímenes fiscales alternativos basados en regalías de escala móvil y la eliminación del Impuesto Mínimo Alternativo mitigarían estos problemas y provocarían una exploración más intensiva, una mayor inversión para aumentar los niveles de producción y expandir las reservas, y al hacerlo permitirían mayores ganancias tanto para el gobierno como para los inversores.

Los regímenes de regalías de escala variable reducen sustancialmente las distorsiones relacionadas con los impuestos que limitan la inversión actual. Se extraerían más reservas durante la vida útil del campo y más rápidamente que bajo el régimen fiscal existente. El resultado sería un aumento en el valor económico de los recursos subterráneos.

La estructura del régimen de regalías de escala móvil determina si el aumento resultante en el valor de los recursos se deja principalmente al Inversor, o si el Gobierno lo captura mediante impuestos. Un enfoque "generoso" implicaría aumentar lentamente la tasa de regalías en pequeños incrementos a medida que el campo madure. Un enfoque "agresivo" implicaría aumentar la tasa de regalías más rápido y en incrementos mayores. Un enfoque "equilibrado" se ubicaría en un punto intermedio.

El criterio por el cual se incrementan las tasas de regalías debe estar relacionado con la rentabilidad del proyecto del Inversor; si no, surgirán nuevas barreras y desincentivos a la inversión y crearán nuevas distorsiones que frustrarán el intento de reforma.

Los dos criterios que consideramos, el Factor X (ingreso acumulado dividido por el gasto acumulado) y la TIR (tasa interna de retorno) están relacionados con la rentabilidad del proyecto. Sin embargo, el criterio de la TIR se relaciona más estrechamente con la rentabilidad que el Factor X y, en consecuencia, produce mayores incentivos para la inversión, menos distorsiones y mayores ingresos del Gobierno, comparado con el Factor X.

Las tasas de regalías demasiado altas pueden ser contraproducentes, incluso cuando se aplican a proyectos altamente rentables, resultando en levantar aún menos los ingresos del Gobierno que las tasas de regalías más bajas. Este es un fenómeno que se reconoce en la literatura más amplia de finanzas públicas como la curva de Laffer, por la cual los ingresos del gobierno aumentan primero a medida que aumenta la

tasa impositiva, pero finalmente disminuyen a medida que la tasa impositiva aumenta aún más debido a los crecientes desincentivos para inversión.

Las regalías agresivas de escala móvil basadas en el Factor X son particularmente propensas al efecto de la curva de Laffer y es probable que sean contraproducentes, ya que generan menos ingresos del gobierno que una implementación más equilibrada del mismo régimen. Las regalías de escala móvil basadas en la TIR son menos propensas al efecto de la curva de Laffer, principalmente porque el criterio por el cual se incrementan las tasas de regalías está estrechamente relacionado con la rentabilidad del proyecto del inversor.

Evaluar cualquier régimen fiscal según el criterio de *government take* es un error. *Government take* simplemente reporta la fracción de las ganancias del proyecto que son capturadas por el gobierno. Pero no tiene en cuenta la influencia negativa de las distorsiones inducidas por los impuestos que reducen el tamaño de esas ganancias y reducen la base impositiva. Una gran parte de un pastel pequeño sigue siendo pequeño.

En lugar de mirar el *government take* cuando se comparan dos regímenes fiscales, uno debe considerar la cantidad total de ingresos del gobierno que es capturada por cada régimen, no la repartición de las ganancias reales. Esto se debe a que el tamaño de las ganancias reales probablemente variará. Una medida que llamamos rendimiento fiscal verdadero facilita una comparación adecuada al medir la fracción del valor potencial de los recursos (el valor del depósito si se explota sin distorsiones inducidas por impuestos) que se espera que capture cada régimen.

Después de comparar el régimen fiscal existente con los tres regímenes de regalías de escala móvil basados en la TIR, y considerando una amplia gama de precios (\$45 a \$85 por barril; \$ 2 a 4 por mil pies cúbicos) y costos (+/- 30% contingencias), encontramos que el verdadero rendimiento fiscal de los regímenes basados en TIR excede el del régimen existente en cada escenario (84 escenarios en total)

Después de comparar el régimen fiscal existente con los tres regímenes de regalías de escala móvil basados en el Factor X, y considerando una amplia gama de precios (\$45 a \$85 por barril; \$ 2 a 4 por mil pies cúbicos) y costos (+/- 30% contingencias), encontramos que el rendimiento fiscal verdadero de los regímenes basados en el Factor X excede el del régimen existente en la mayoría de los escenarios (72 de 84 escenarios en general), con las 12 fallas divididas casi por igual entre los esquemas de regalías que son demasiado agresivos o demasiado generosos.

Los 12 fallos del enfoque del Factor X ilustran la dificultad de implementar con éxito un régimen basado en regalías que no esté estrechamente vinculado a las ganancias.

Además del desempeño general de los regímenes fiscales alternativos, los tiempos y el tamaño de los ingresos iniciales del Gobierno también es una consideración importante. En este sentido, los regímenes de regalías de escala móvil que examinamos no tienden a crear demoras significativas en el inicio de los ingresos iniciales del Gobierno o reducciones en la tasa a la que se acumulan los ingresos del

Gobierno. La única excepción es la versión agresiva de la regalía de escala móvil basada en el factor X cuando se aplica al desarrollo de gas *greenfield*.

Con respecto a los proyectos existentes de petróleo pesado del Orinoco en particular, los regímenes fiscales alternativos no deberían reducir o retrasar los ingresos del gobierno. Estos proyectos se encuentran en una etapa avanzada donde el Factor X y/o la TIR calculados serían altos desde el inicio del nuevo régimen, lo que significa regalías a la tasa máxima (de 50%) según los Planes B y C. Esto excede la tasa de 33 % del statu quo. También existe el impuesto mínimo alternativo de 50% bajo el statu quo, que garantiza al gobierno una porción total de 50% de los ingresos brutos, pero esa tasa no es más alta que la que se genera por regalía en los planes B y C

Anexo A: Sensibilidad de resultados a precios mayores y menores

Las figuras A.1 a A.11 indican cómo el desempeño de los respectivos regímenes fiscales se ve afectado por las variaciones en los niveles de precios supuestos. Los resultados en esta sección suponen costos de capital y operativos en los niveles de referencia indicados en la Tabla 1.3, precios reales constantes de petróleo que oscilan entre \$45 y \$85 por barril y precios reales constantes de gas que oscilan entre \$2 y \$4 por mil pies cúbicos.

Figura A.1a | Sensibilidad del VPN del gobierno al precio (petróleo *onshore*, oriente)

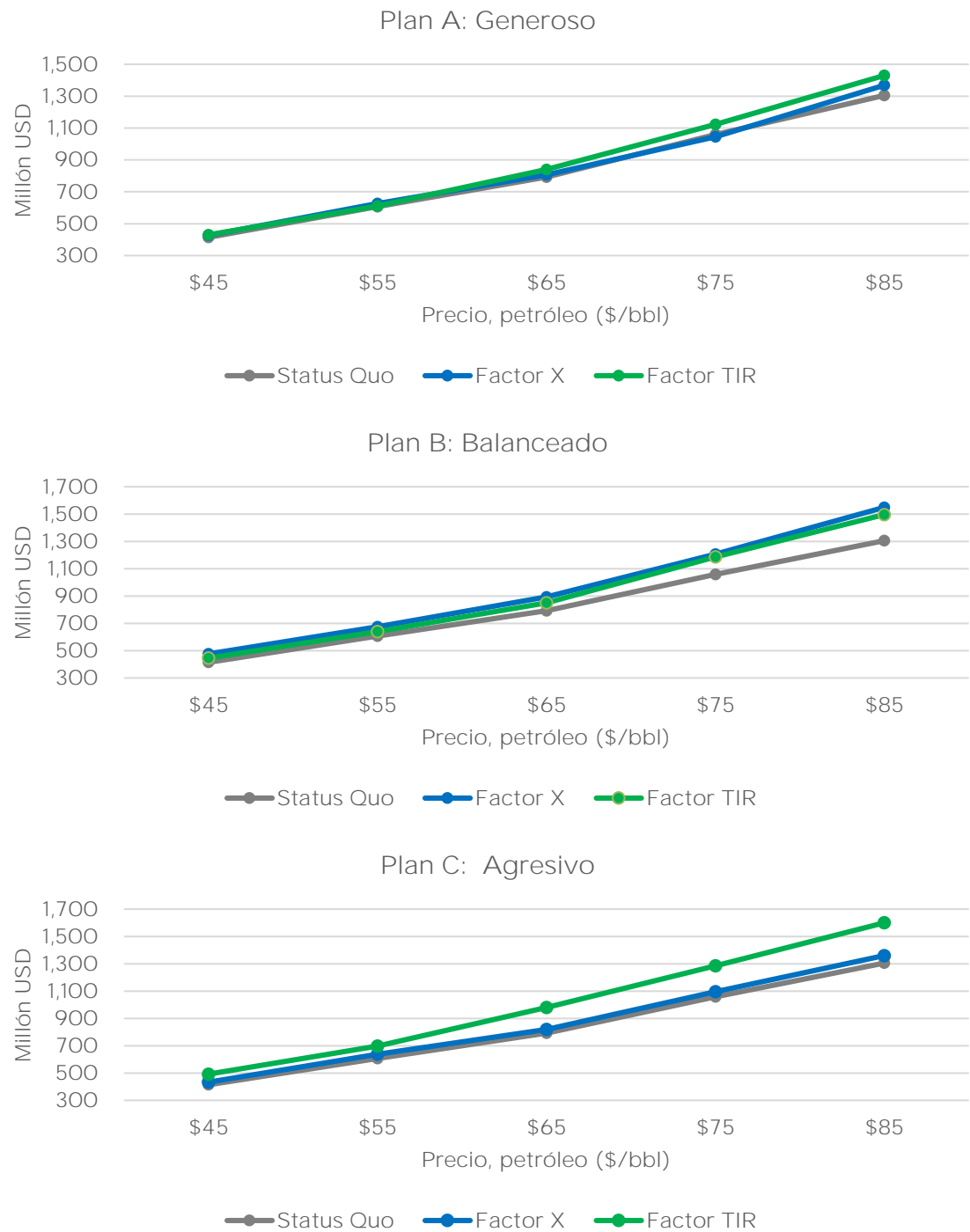


Figura A.1b: Sensibilidad del VPN del gobierno al precio (petróleo *onshore*, occidente)

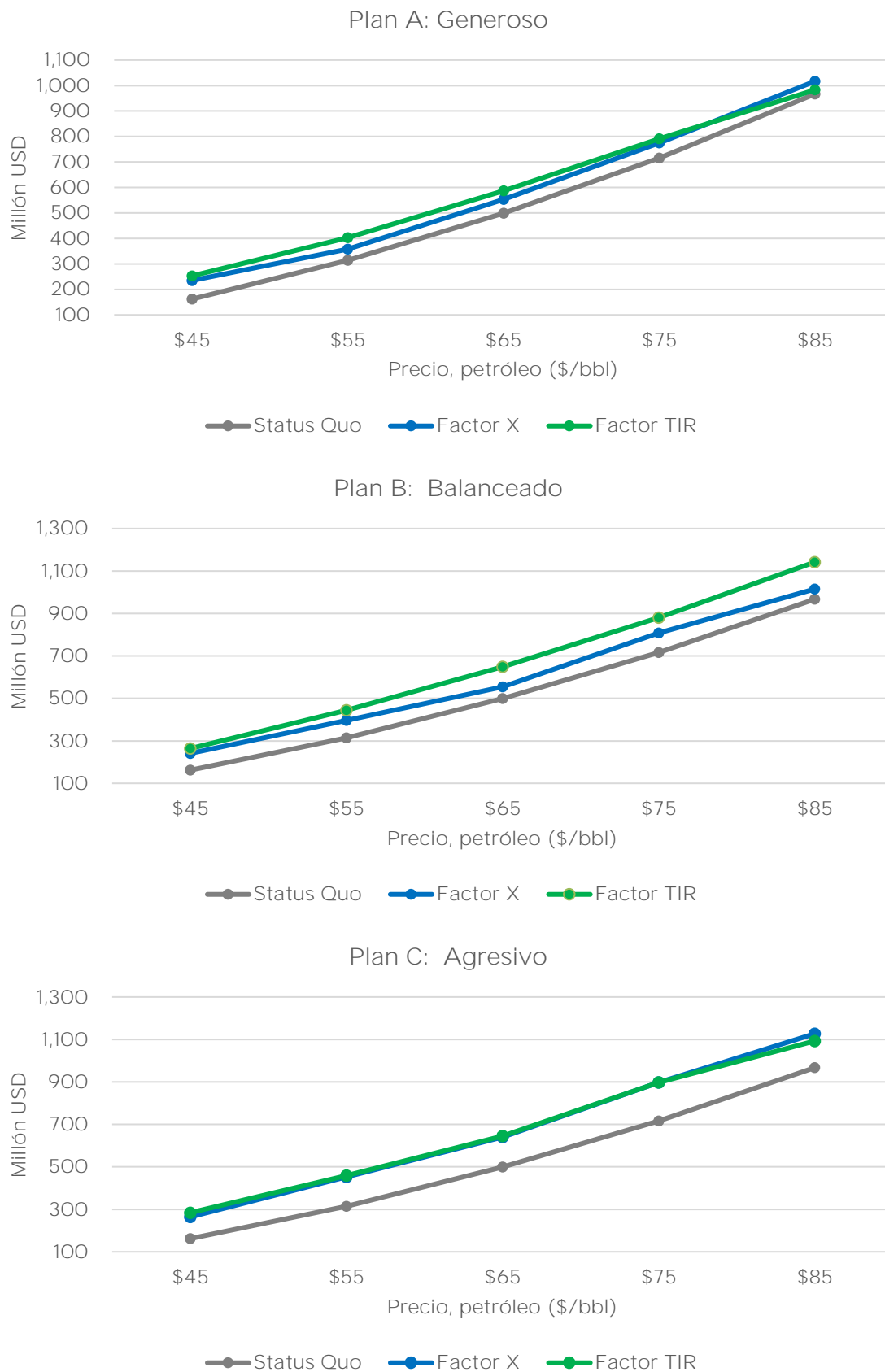


Figura A.1c: Sensibilidad del VPN del gobierno al precio (gas *onshore*, oriente)

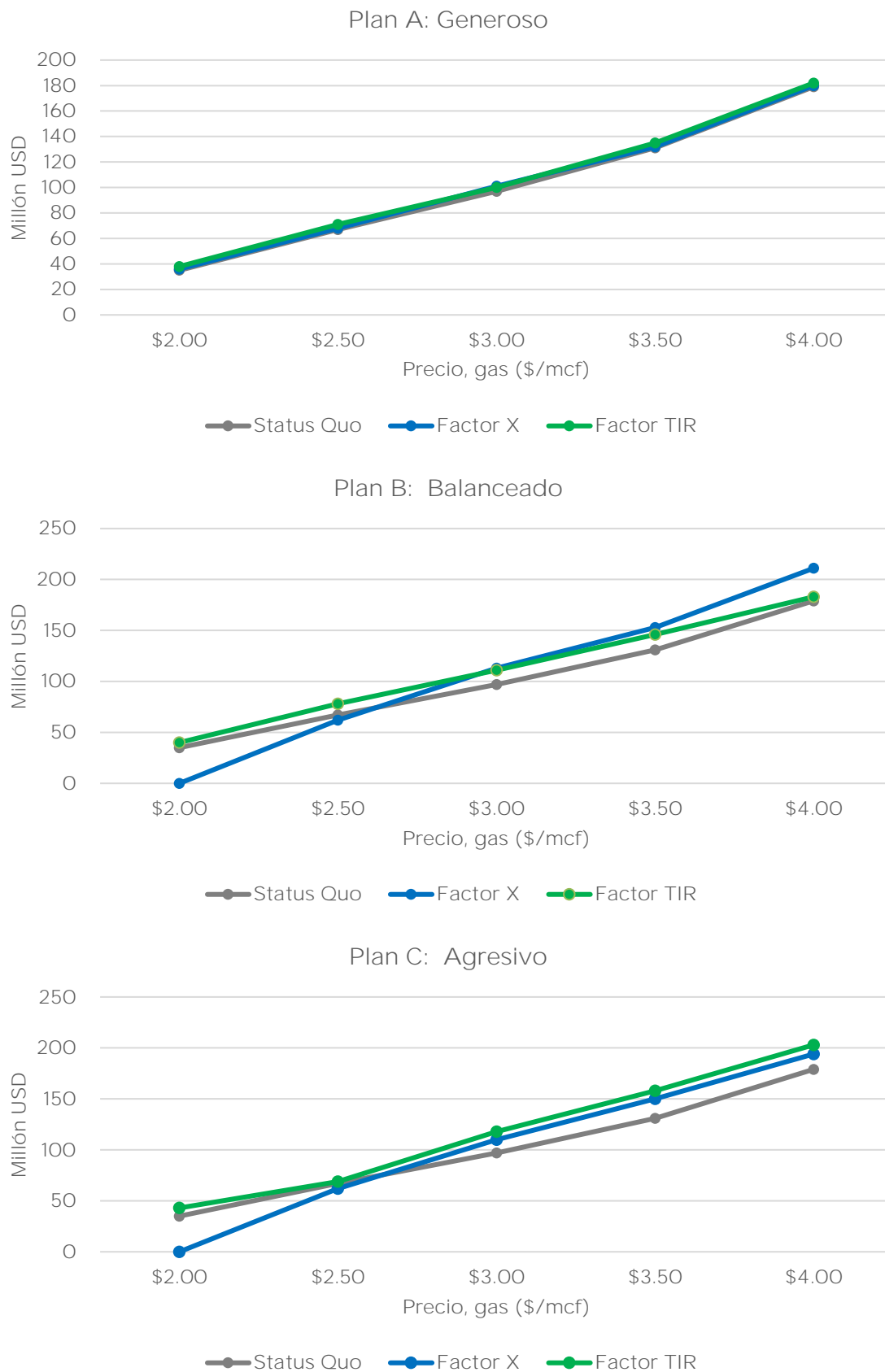


Figura A.1d: Sensibilidad del VPN del gobierno al precio (petróleo pesado, Orinoco)

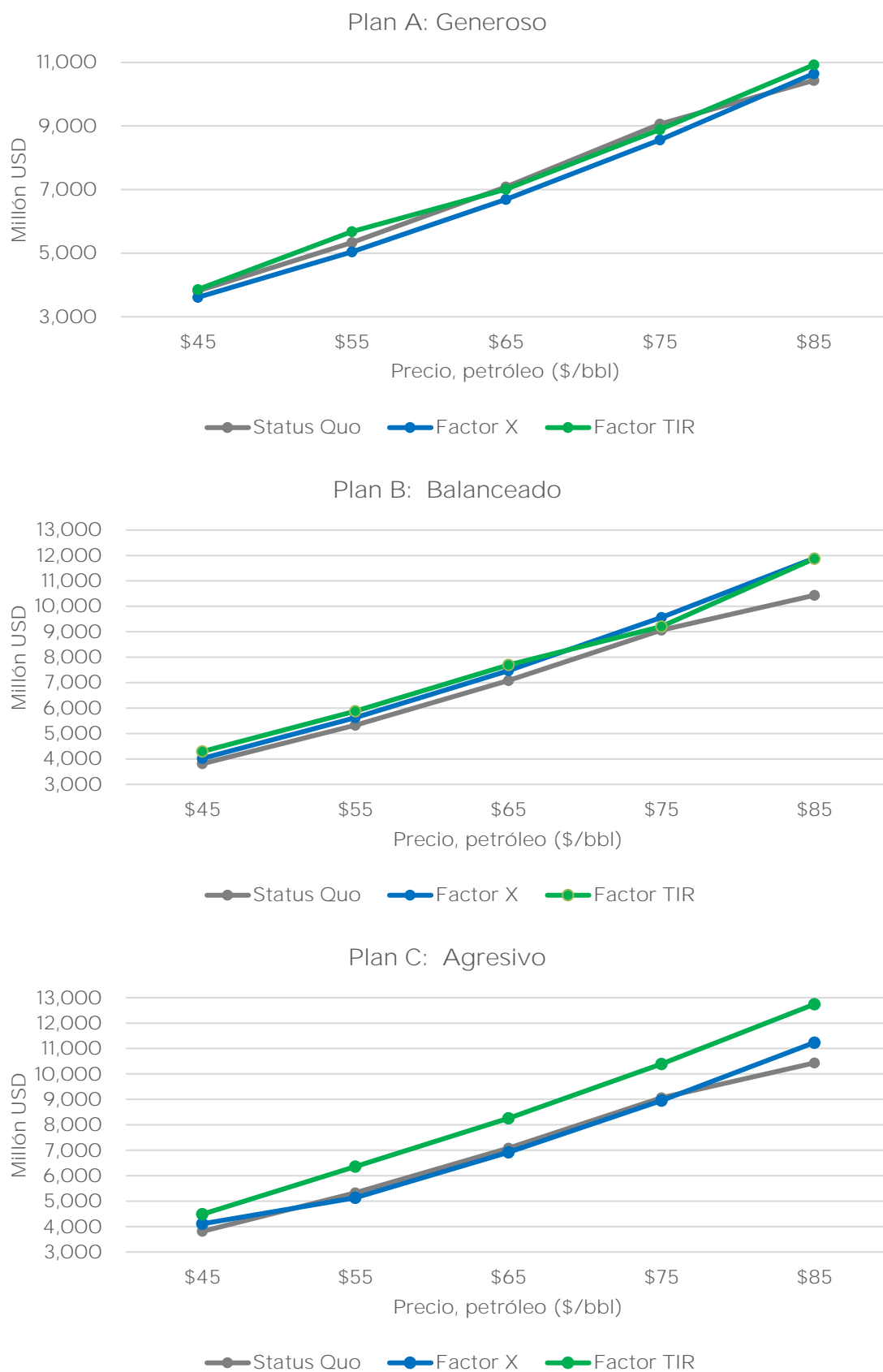


Figura A.2a: Sensibilidad de pérdidas de peso muerto al precio (petróleo *onshore*, oriente)

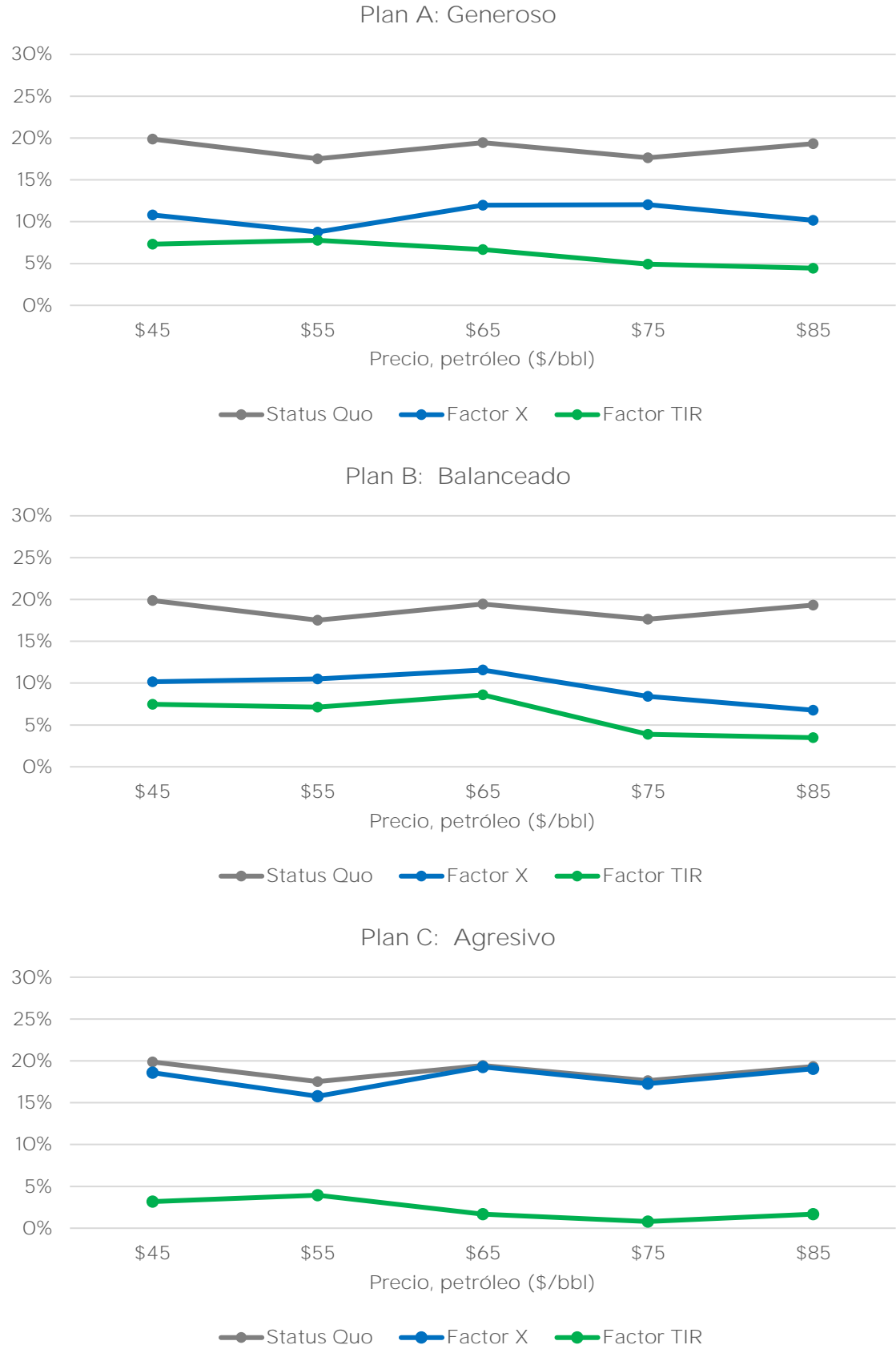


Figura A.2b: Sensibilidad de pérdidas de peso muerto al precio (petróleo *onshore*, occidente)

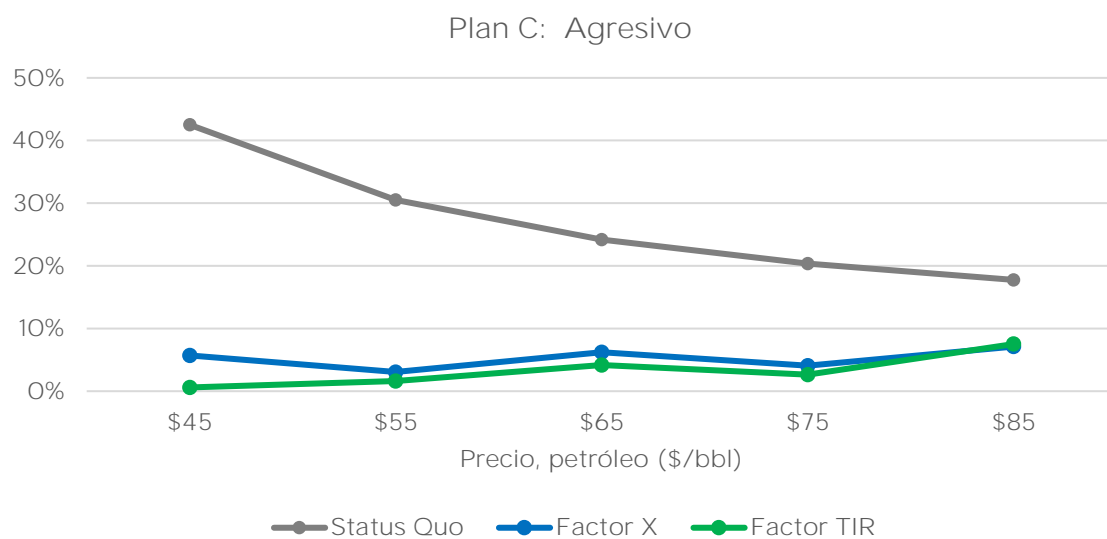
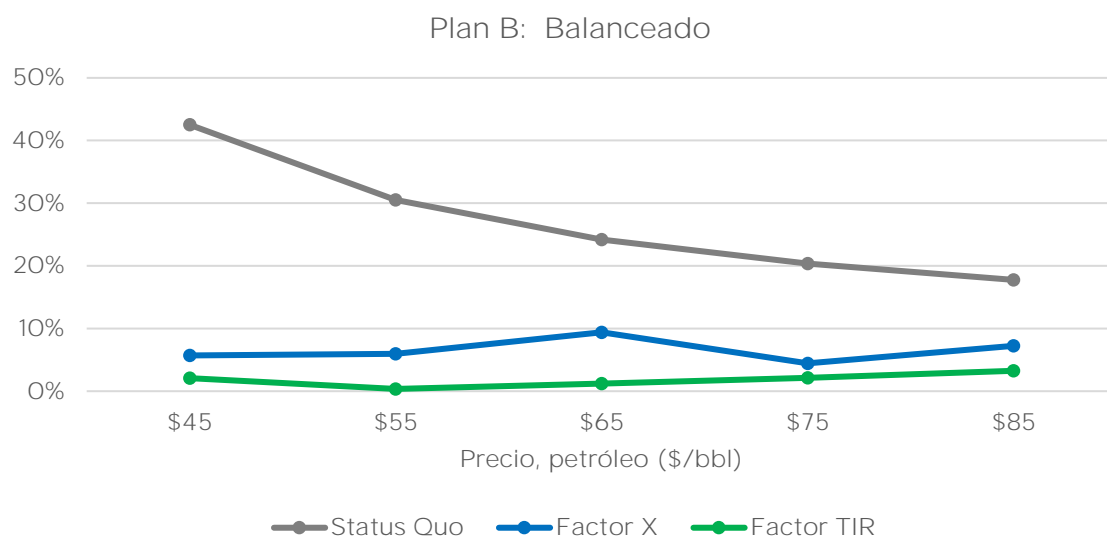
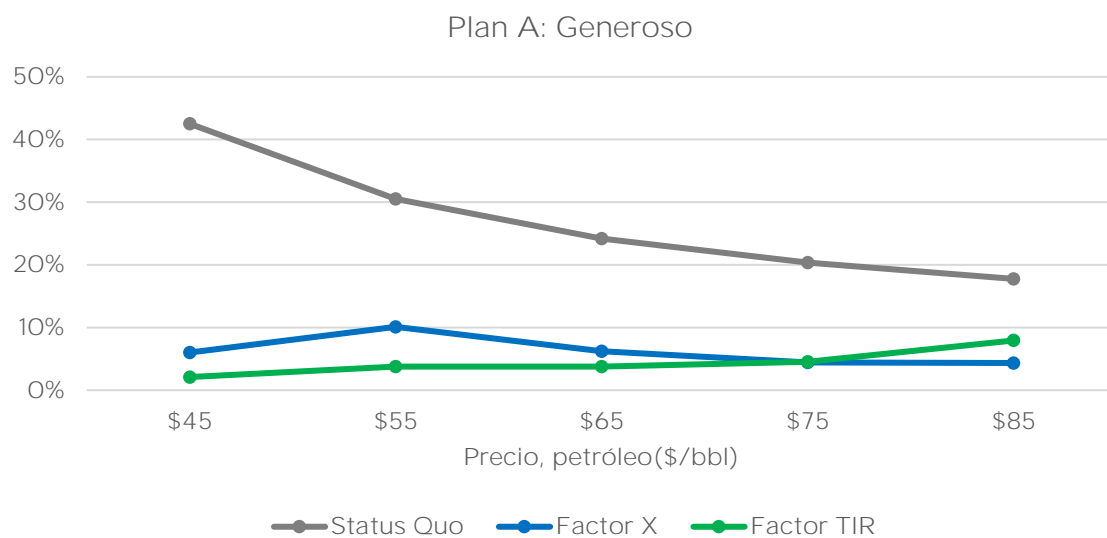


Figura A.2c: Sensibilidad de pérdidas de peso muerto al precio (gas *onshore*, oriente)

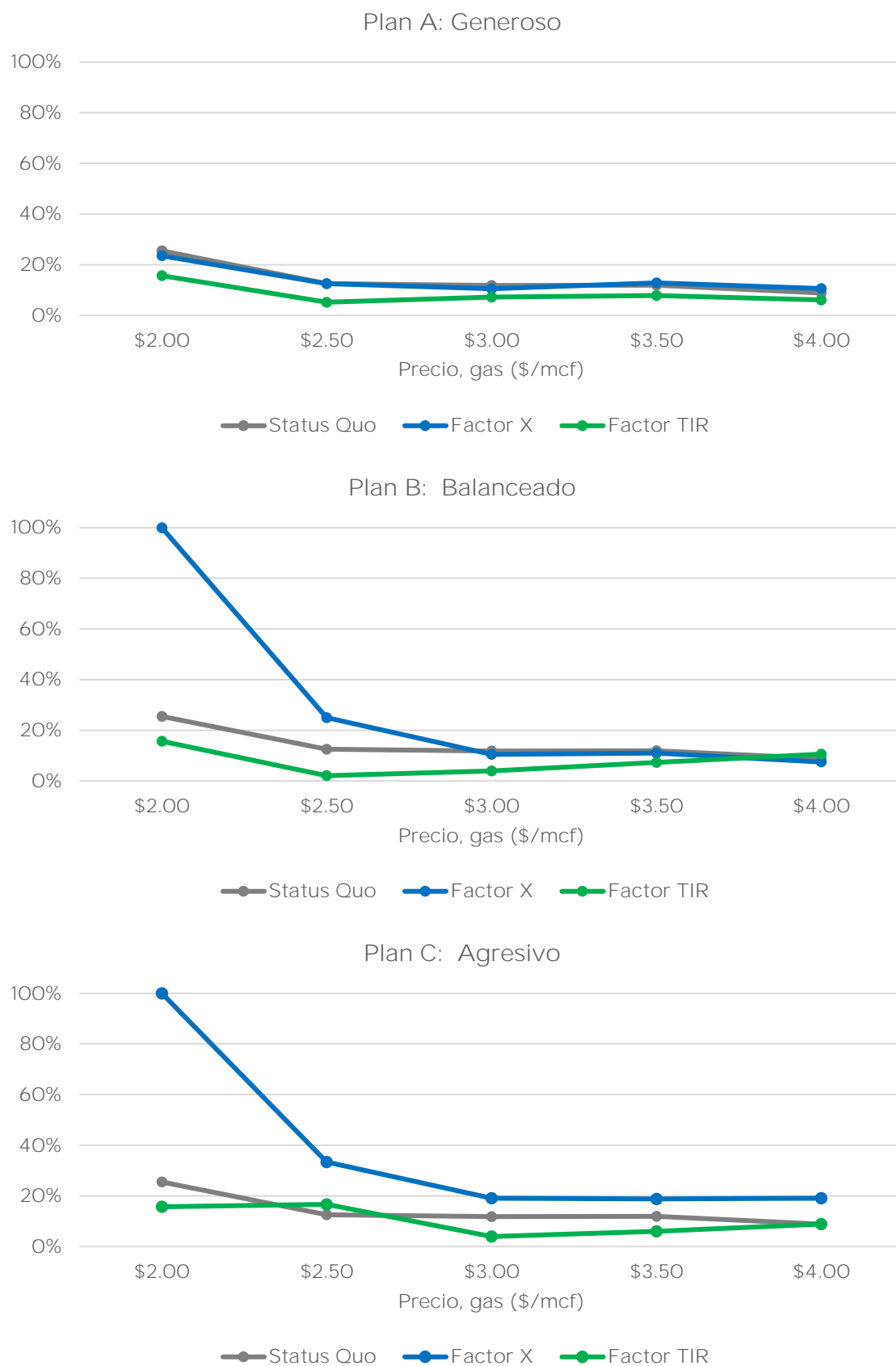


Figura A.2d: Sensibilidad de pérdidas de peso muerto al precio (petróleo pesado, Orinoco)

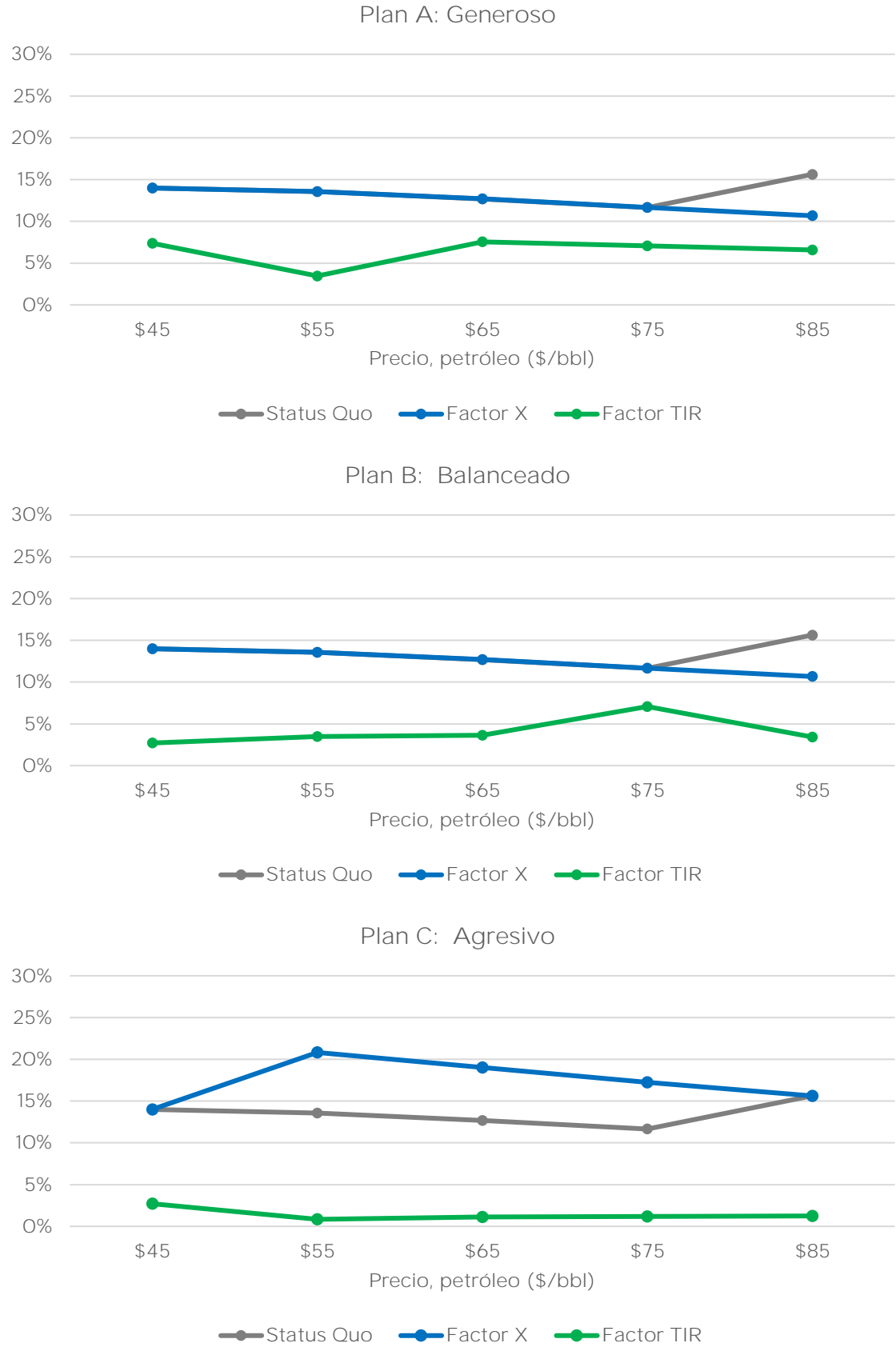


Figura A.3a Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero al precio (petróleo *onshore*, oriente)

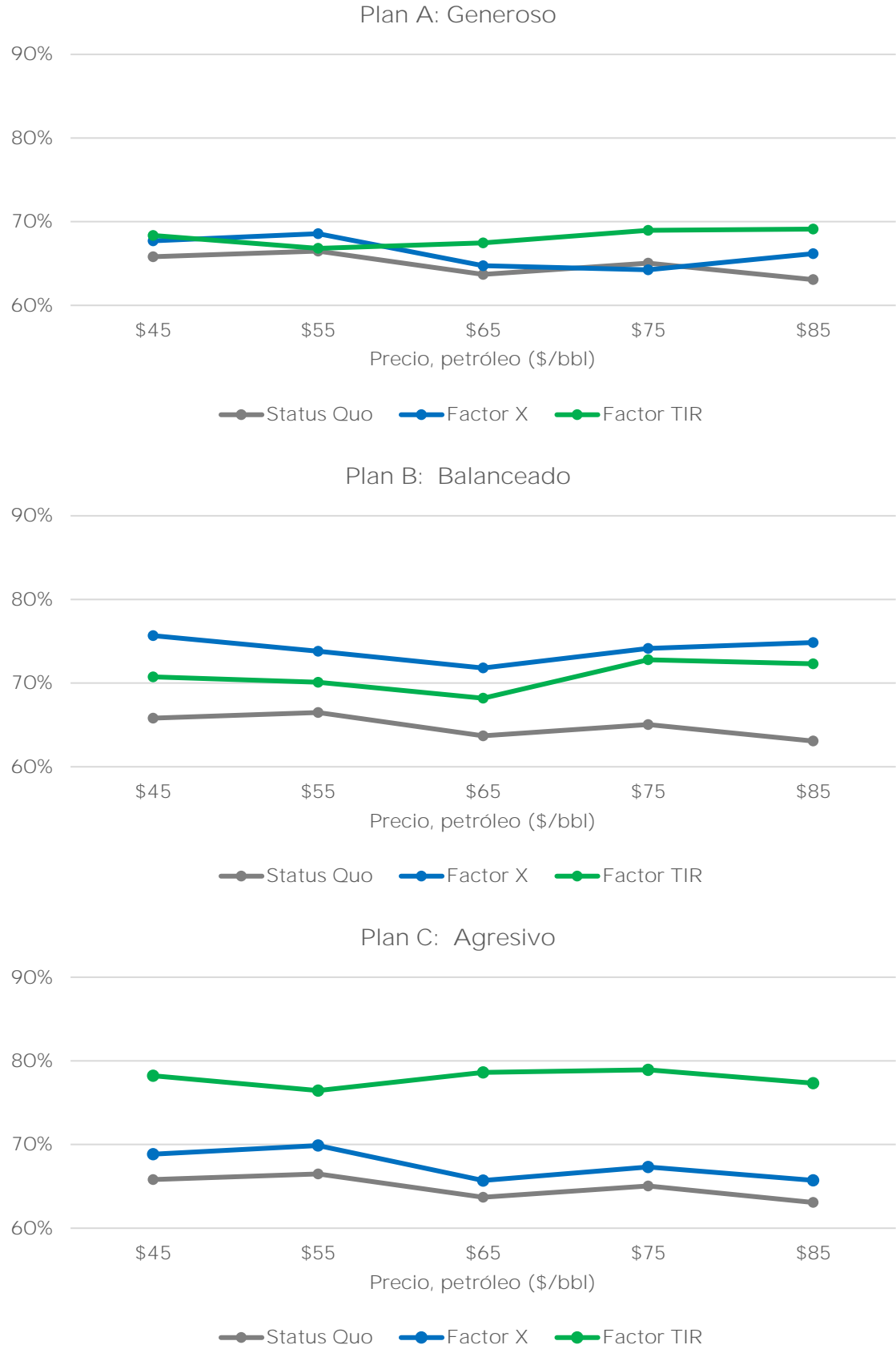


Figura A.3b Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero al precio (petróleo *onshore*, occidente)

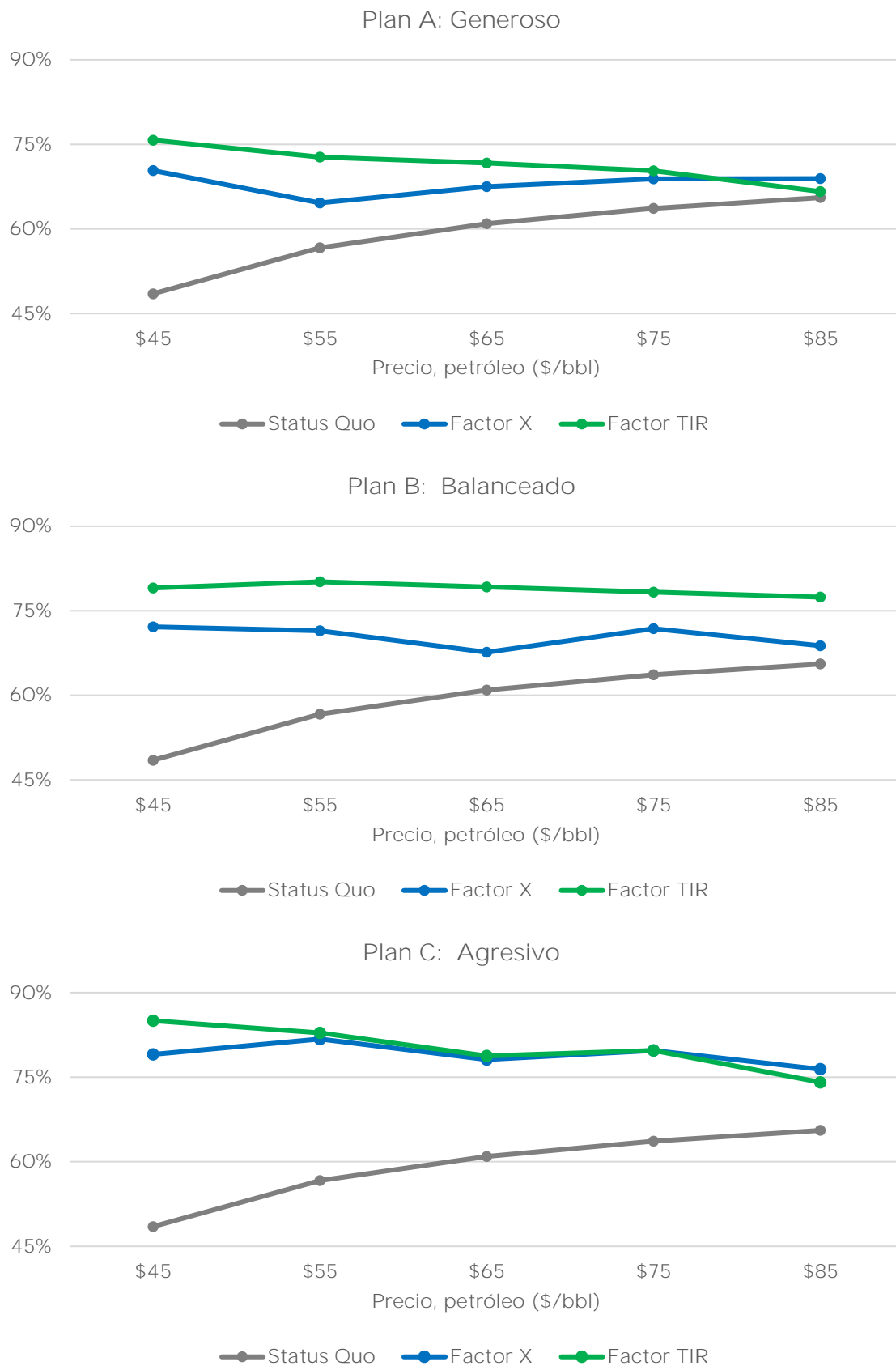


Figura A.3c Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero al precio (gas *onshore*, oriente)

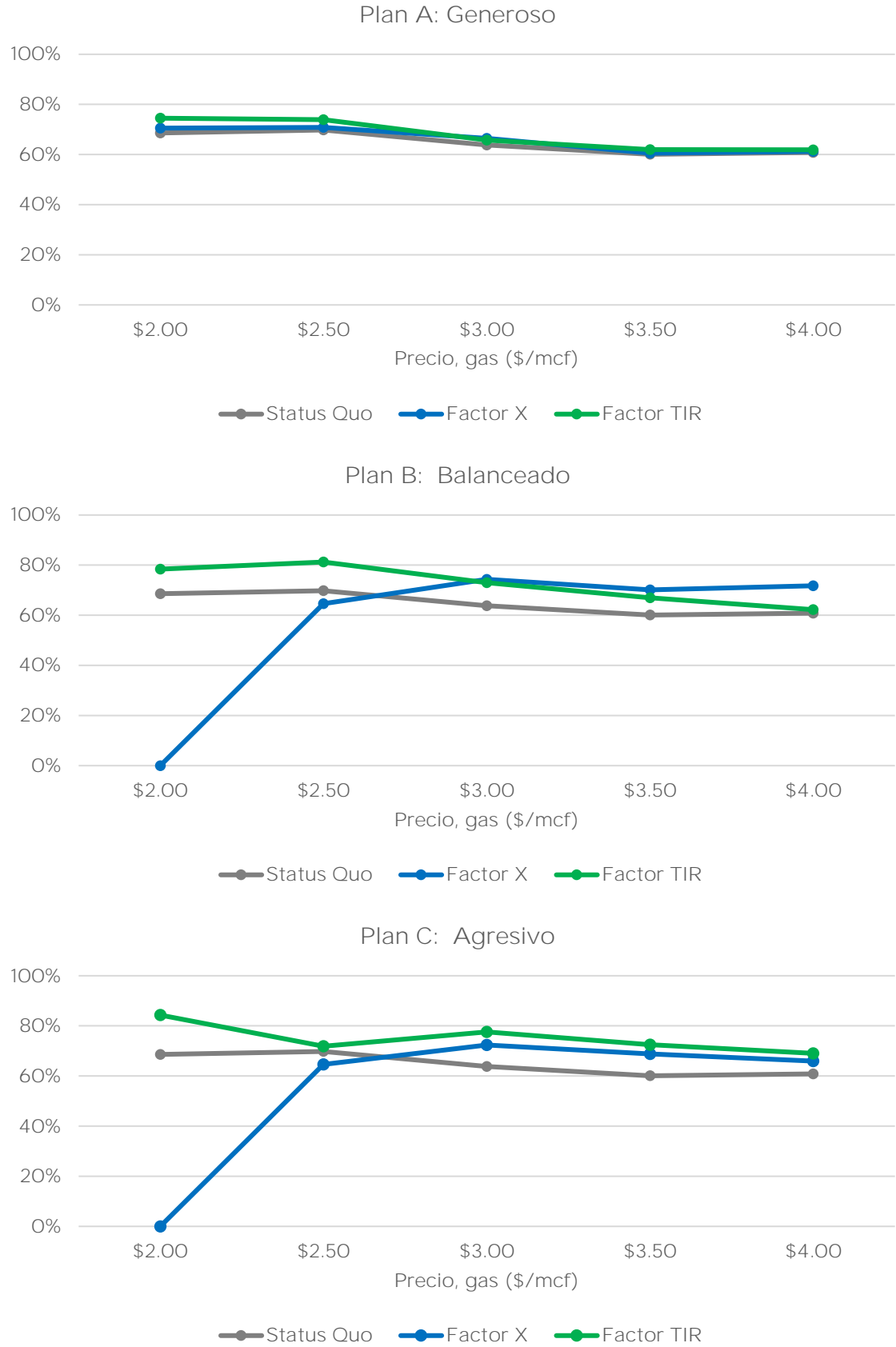


Figura A.3d Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero al precio (petróleo pesado, Orinoco)

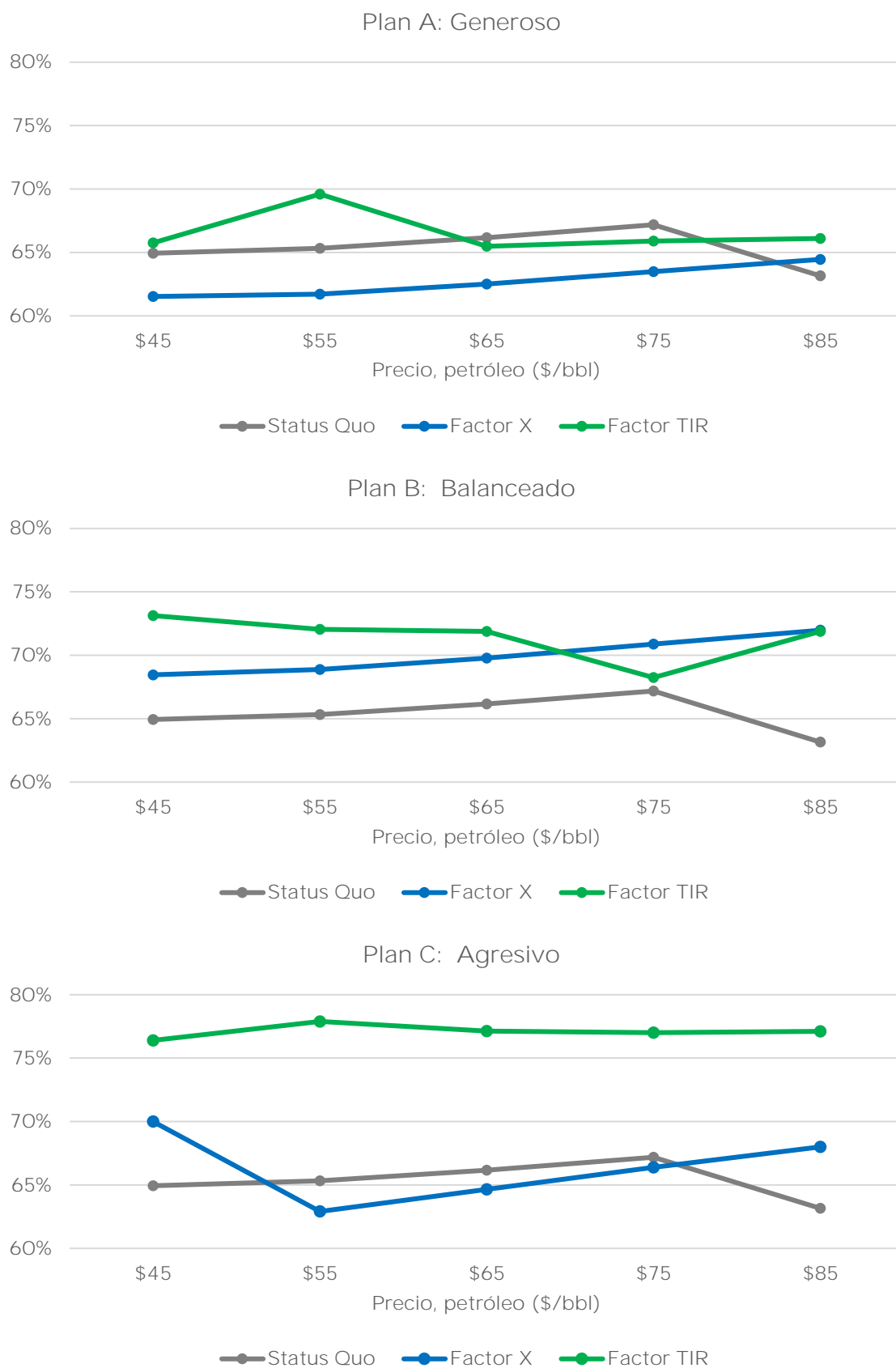


Figura A.4a Sensibilidad de la inversión total al precio (petróleo *onshore*, oriente)

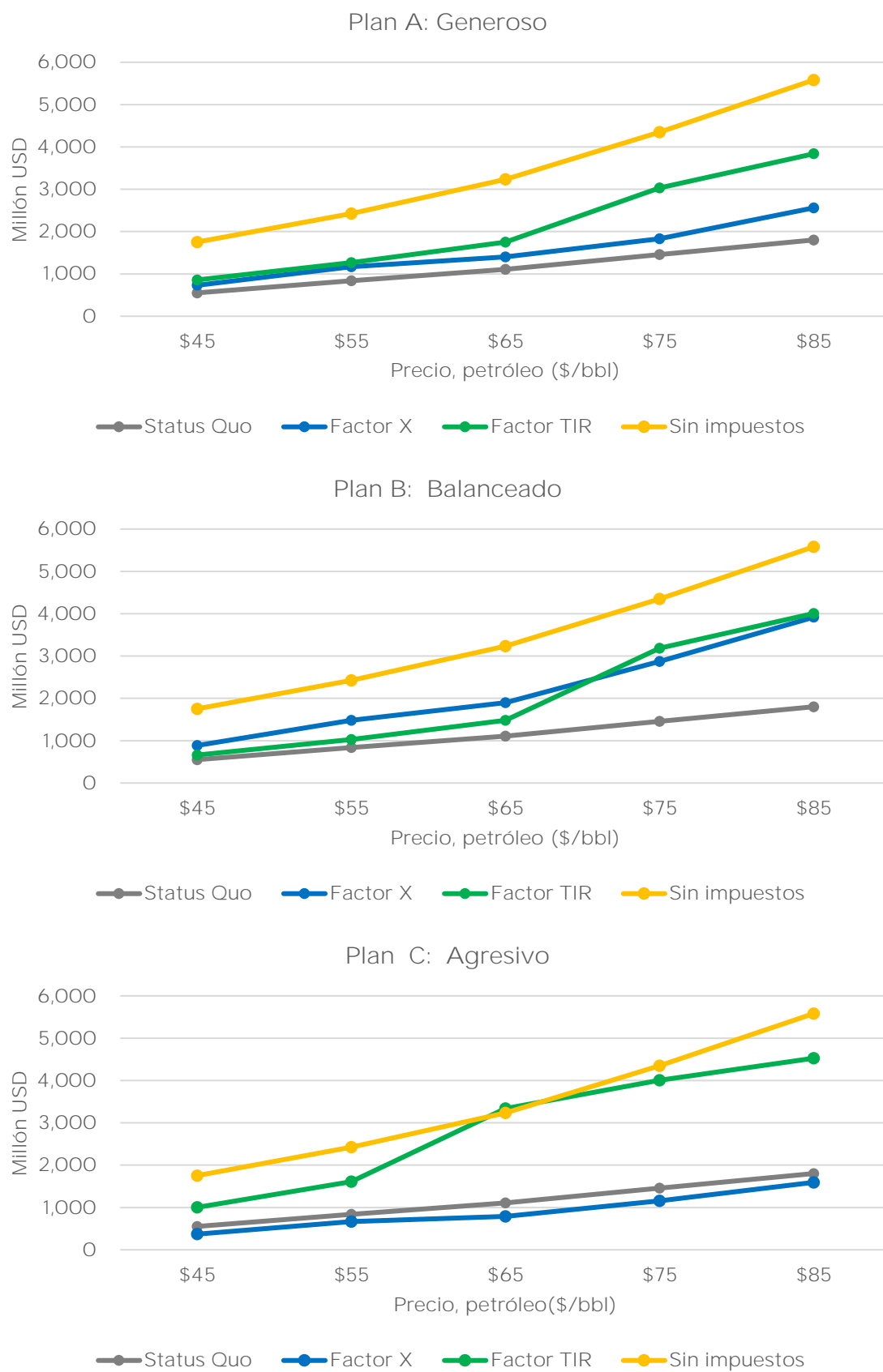


Figura A.4b Sensibilidad de la inversión total al precio (petróleo *onshore*, occidente)

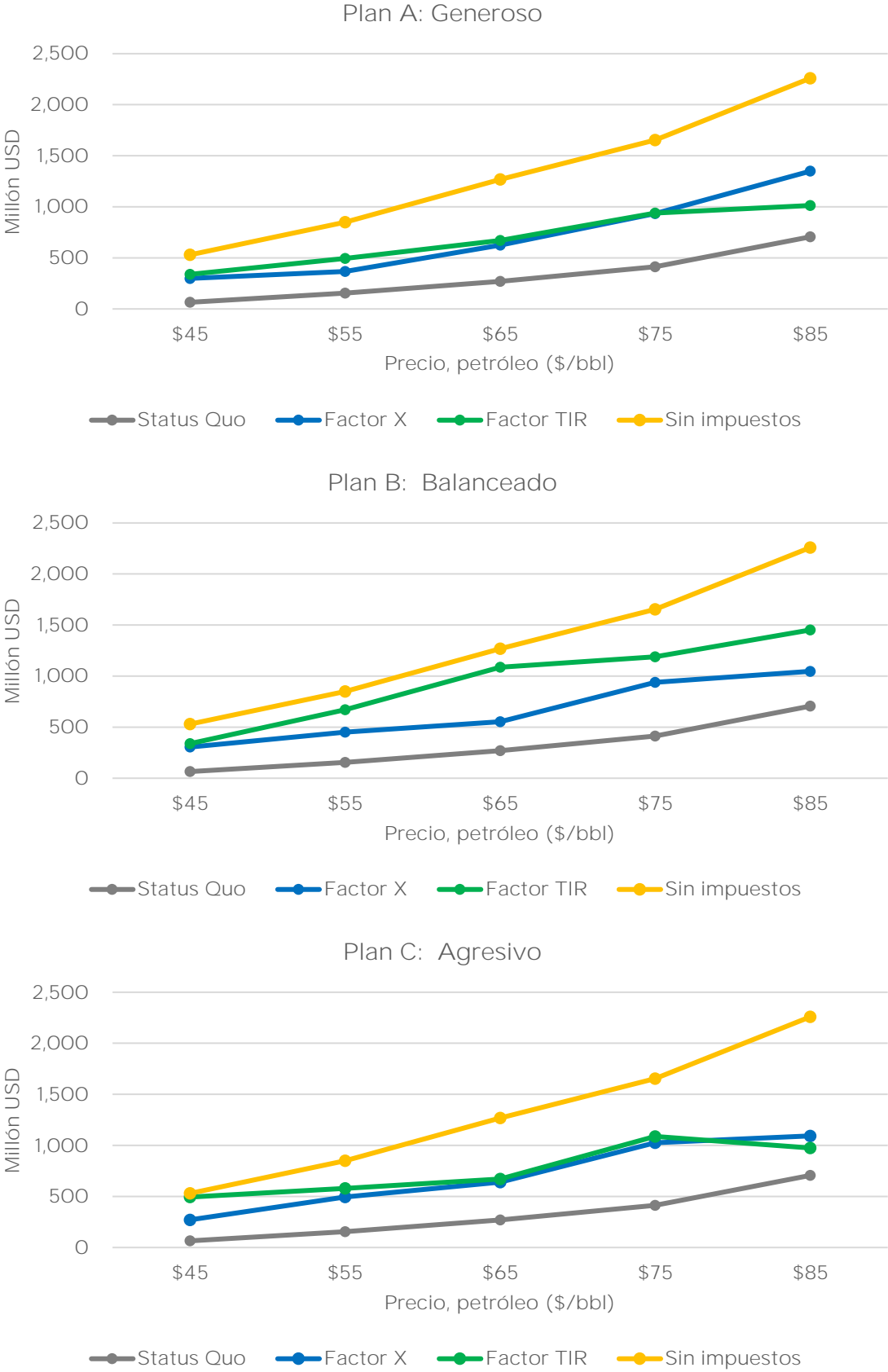


Figura A.4c Sensibilidad de la inversión total al precio (gas *onshore*, oriente)



Figura A.4d Sensibilidad de la inversión total al precio (petróleo pesado, Orinoco)

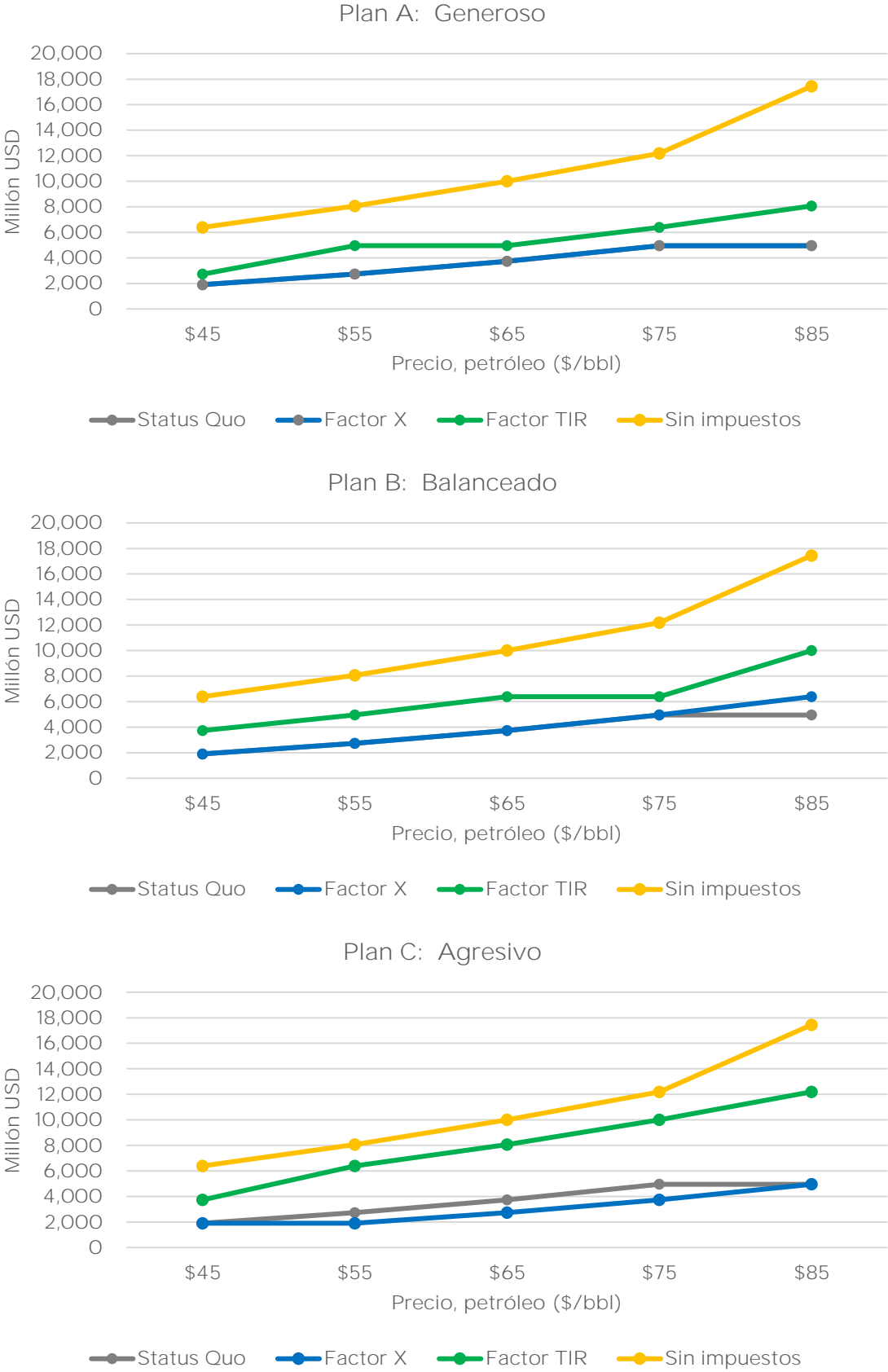


Figura A:5a Sensibilidad de la intensidad de exploración al precio (petróleo *onshore*, oriente)

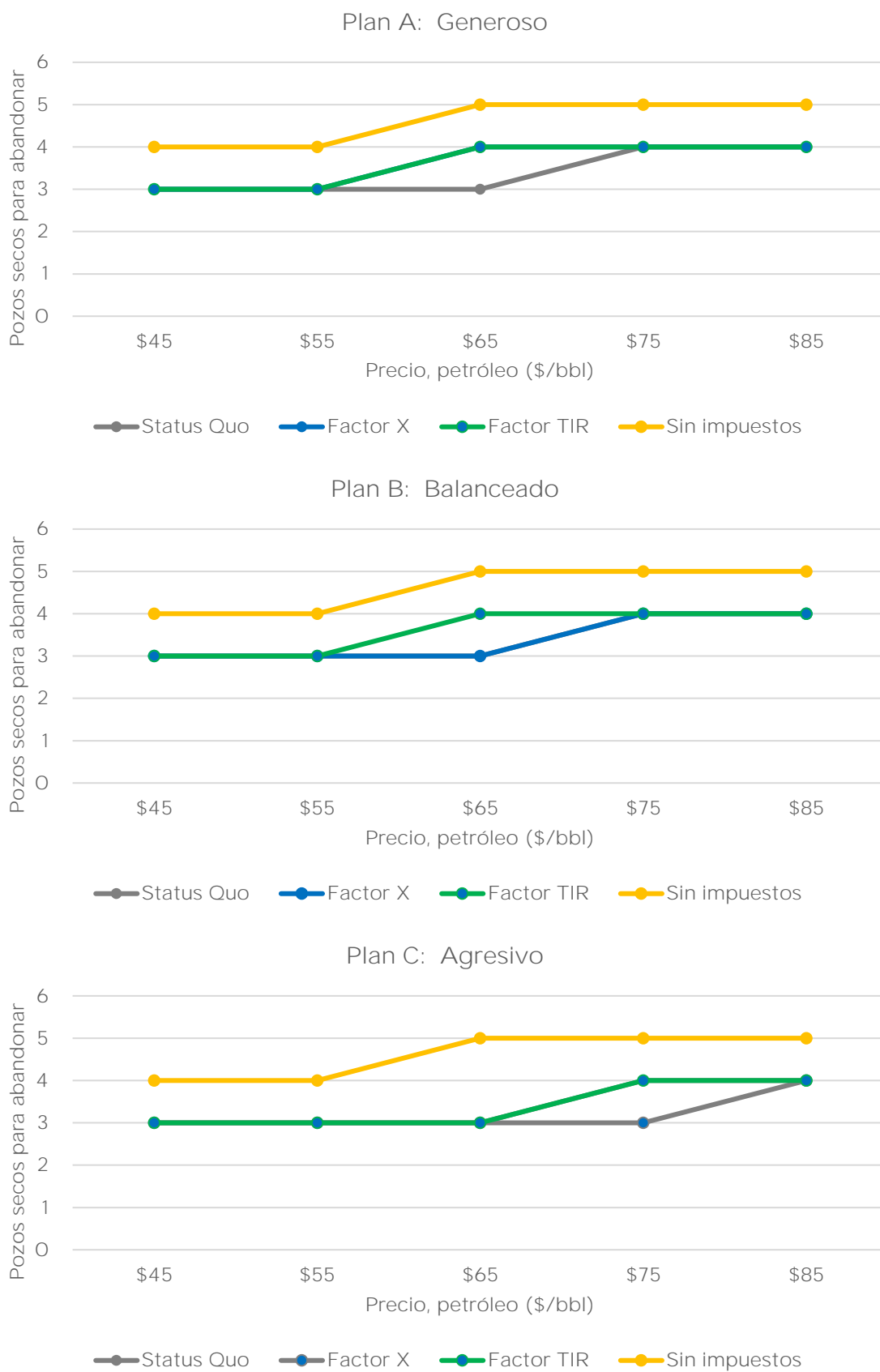


Figura A.5b Sensibilidad de la intensidad de exploración al precio (gas *onshore*, oriente)



Figura A.6a Sensibilidad de reservas en riesgo al precio (petróleo *onshore*, oriente)

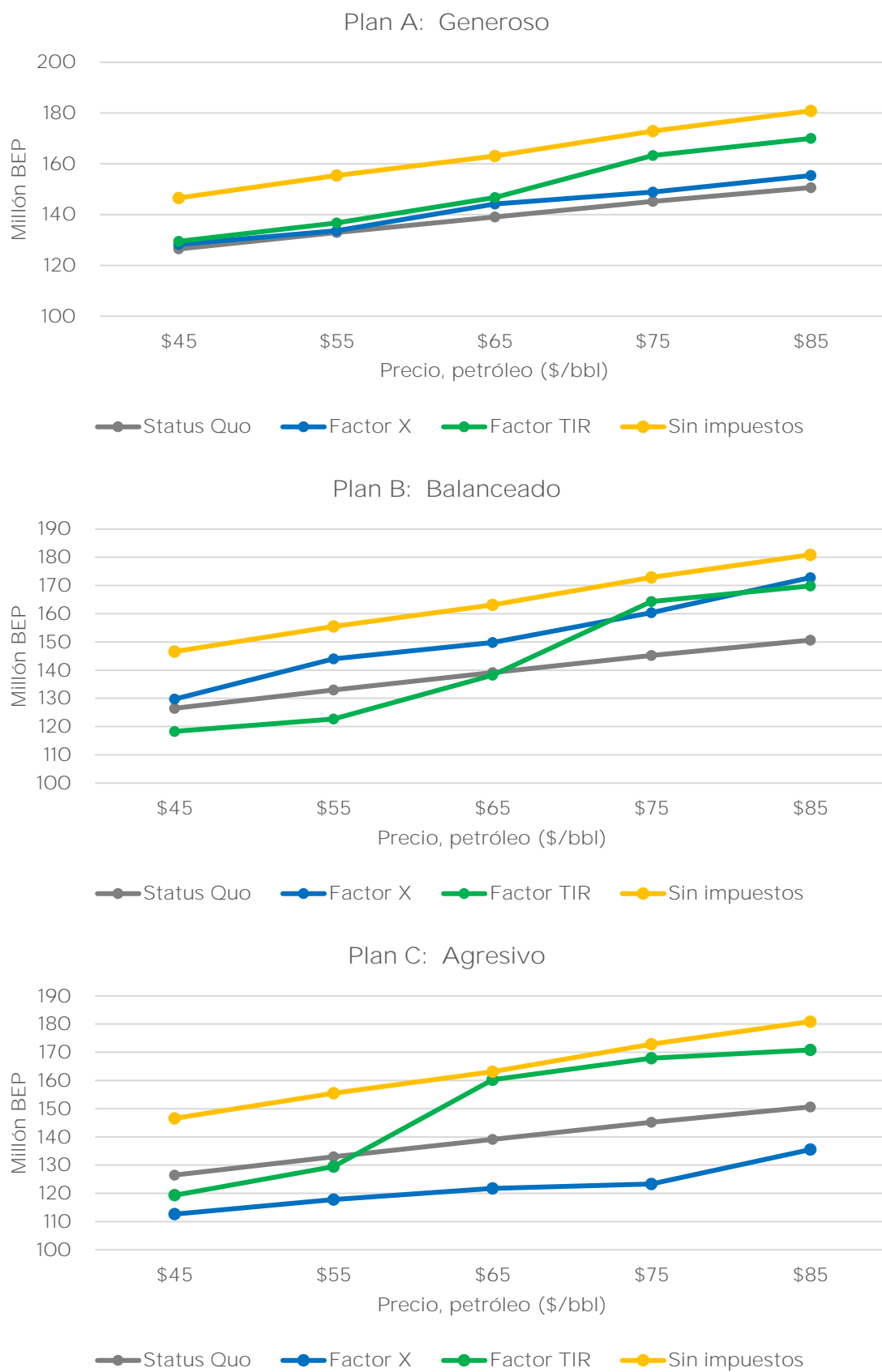


Figura A.6b Sensibilidad de reservas en riesgo al precio (petróleo *onshore*, occidente)

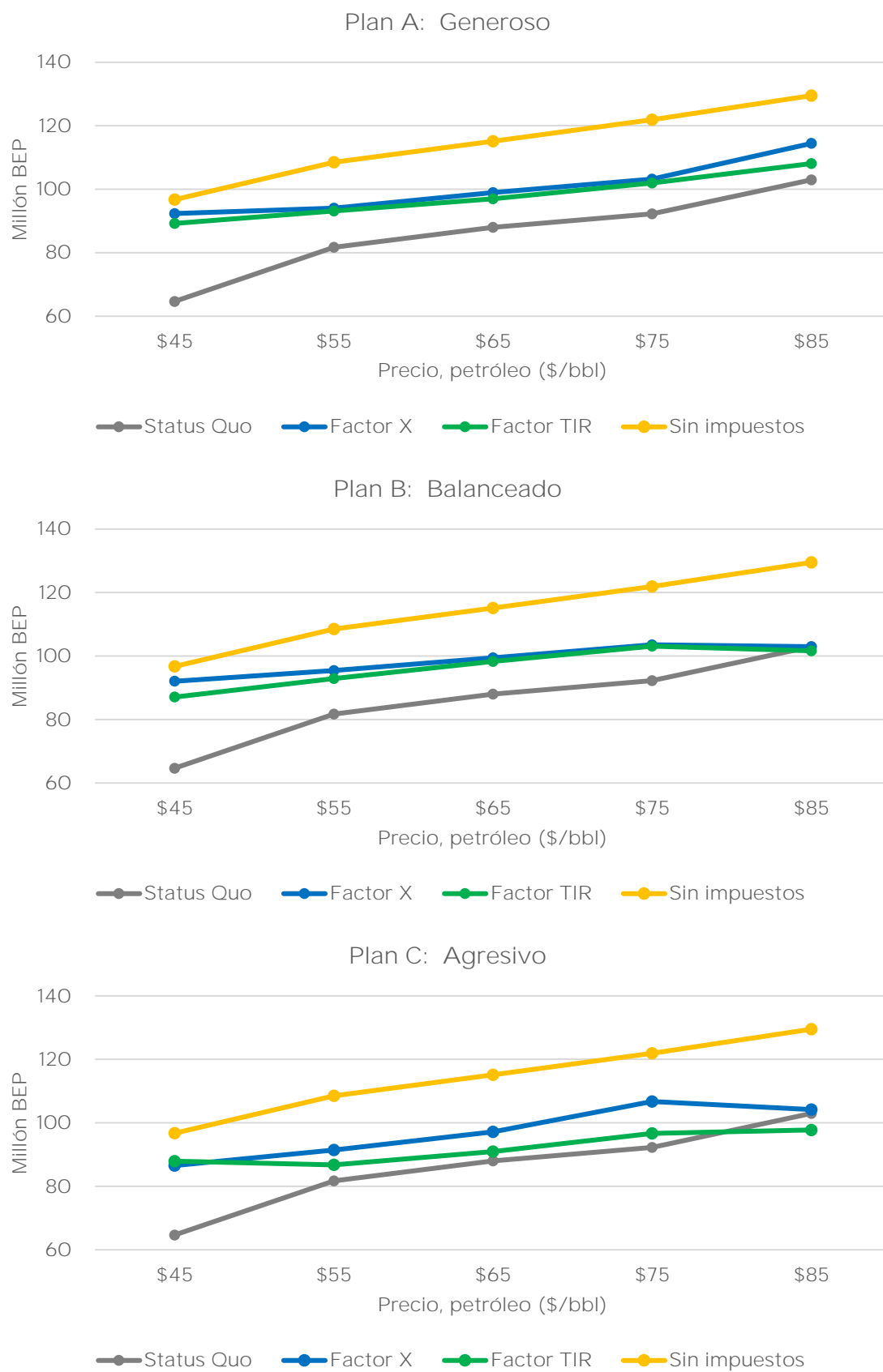


Figura A.6c Sensibilidad de reservas en riesgo al precio (gas *onshore*, oriente)



Figura A.6d Sensibilidad de reservas en riesgo al precio (petróleo pesado, Orinoco)

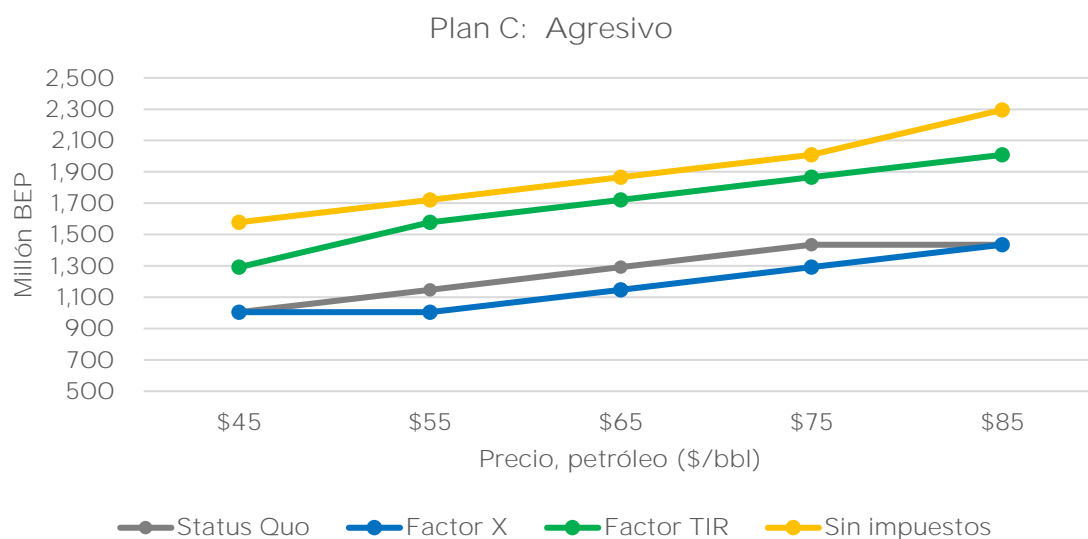
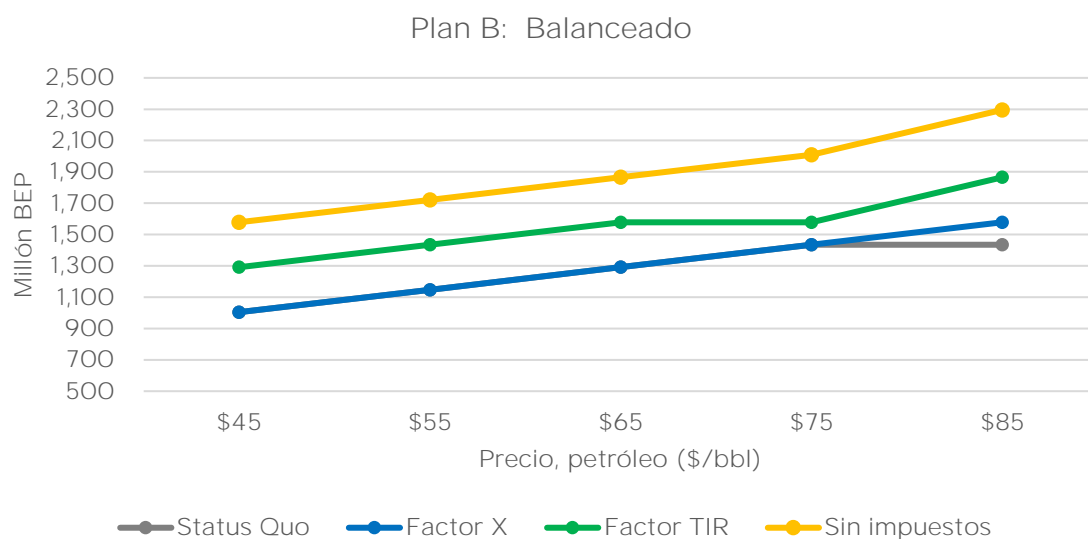
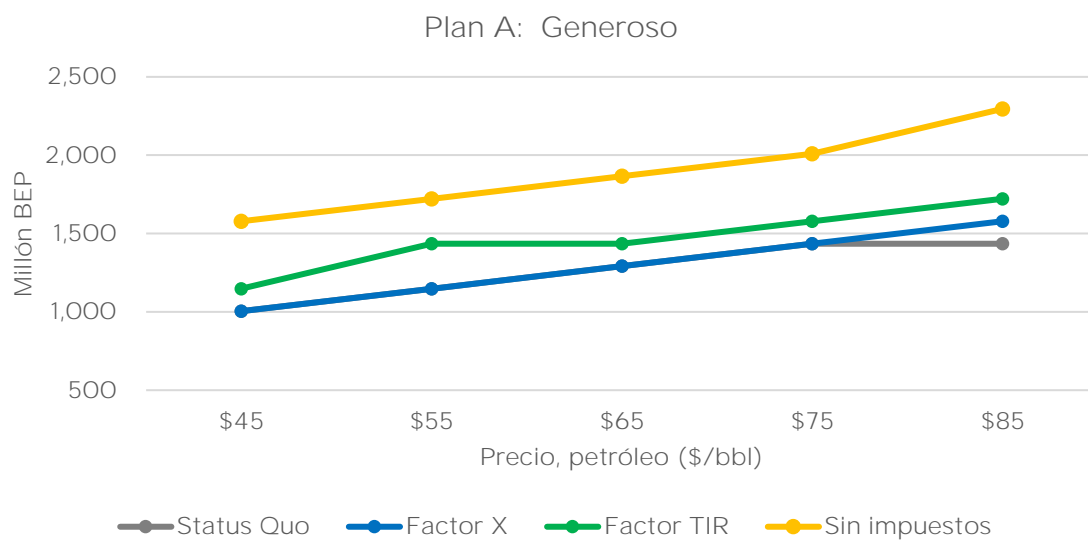


Figura A.7a Sensibilidad de la tasa de extracción al precio (petróleo *onshore*, oriente)

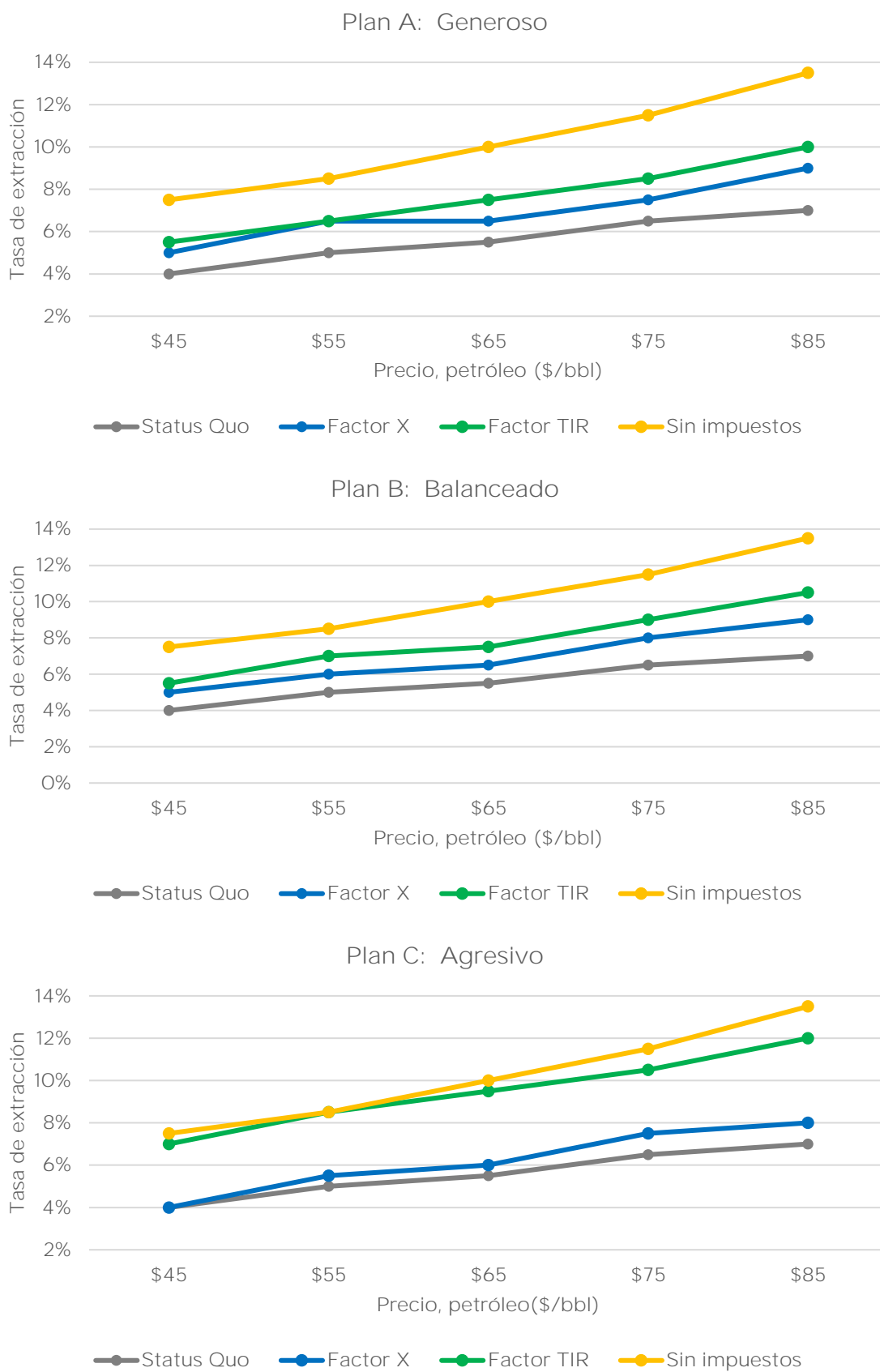


Figura A.7b Sensibilidad de la tasa de extracción al precio (petróleo *onshore*, occidente)



Figura A.7c Sensibilidad de la tasa de extracción al precio (gas *onshore*, oriente)

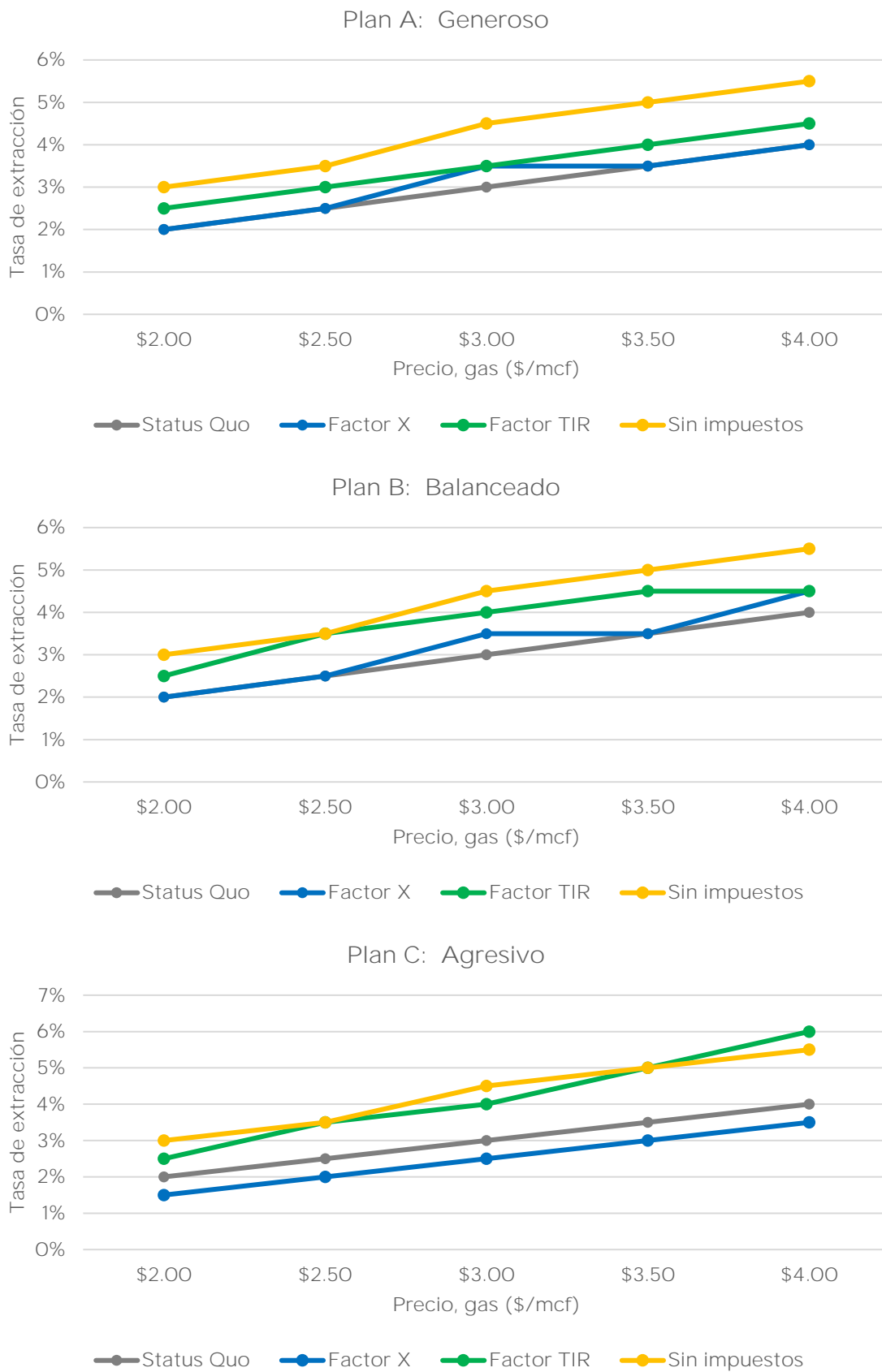


Figura A.7d Sensibilidad de la tasa de extracción al precio (petróleo pesado, Orinoco)

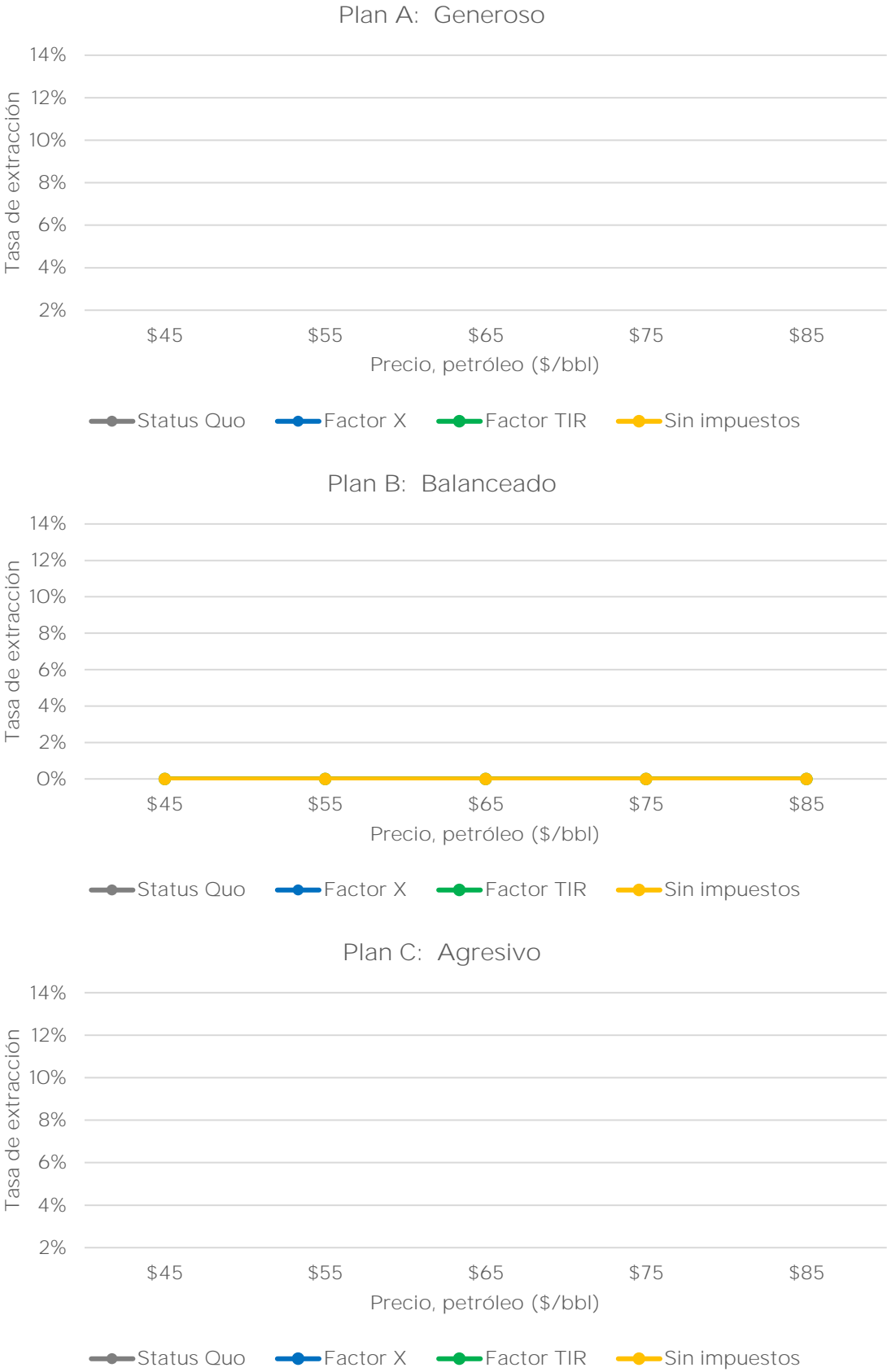


Figura A.8a Sensibilidad de la implementación de EOR al precio (petróleo *onshore*, oriente)

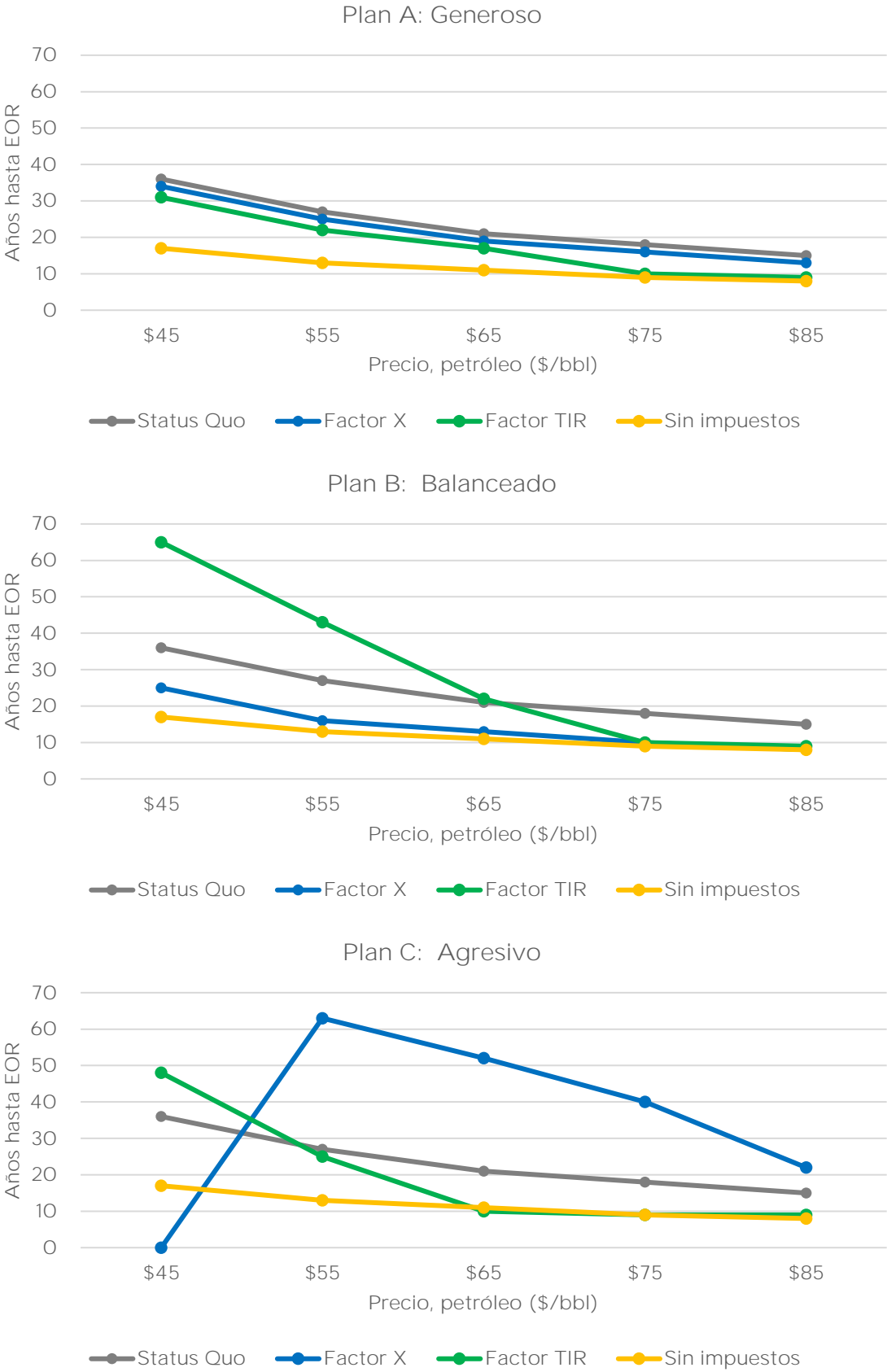


Figura A.8b Sensibilidad de la implementación de EOR al precio (petróleo *onshore*, occidente)

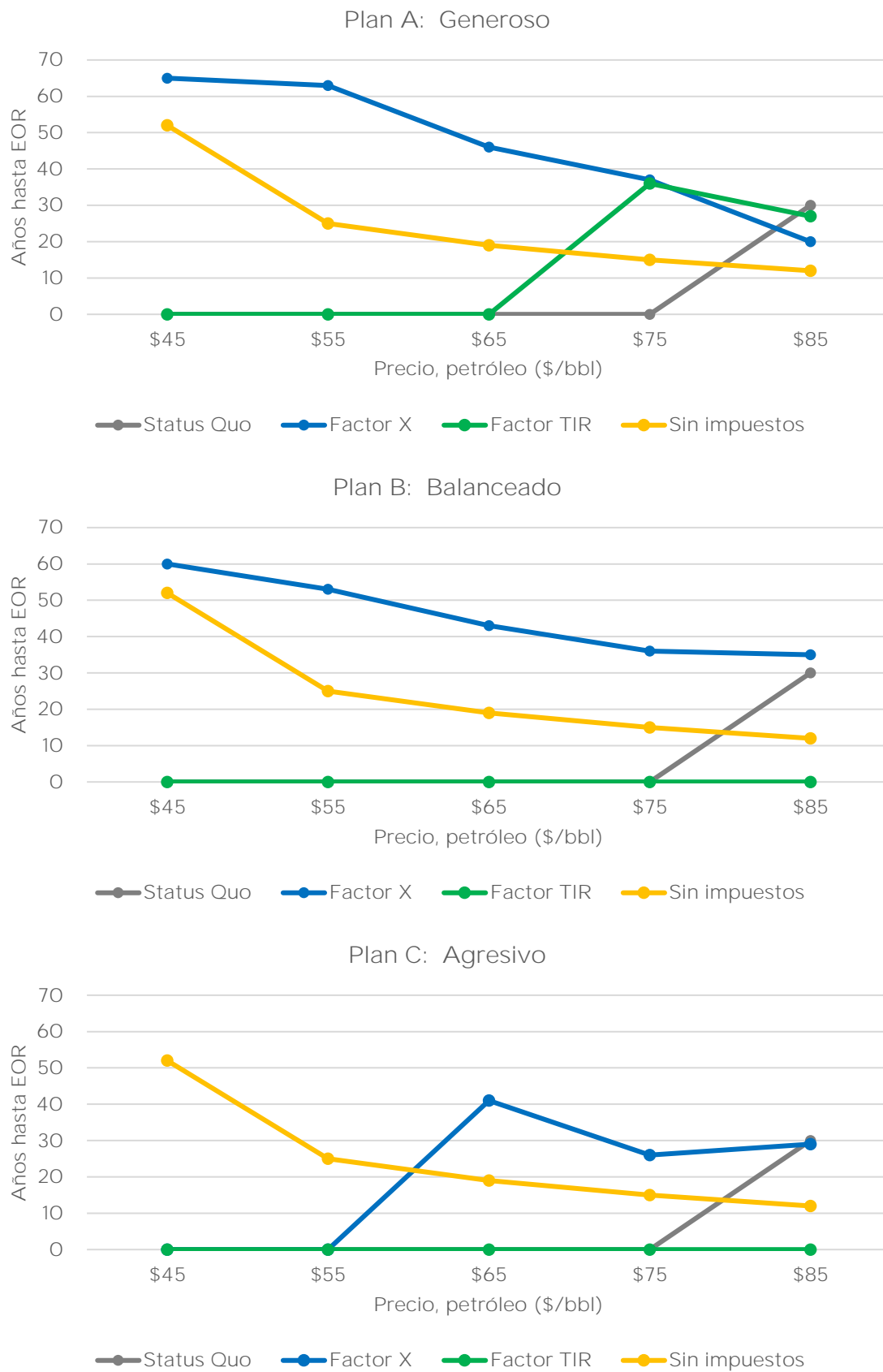


Figura A.8c Sensibilidad de la implementación de EOR al precio (gas *onshore*, oriente)

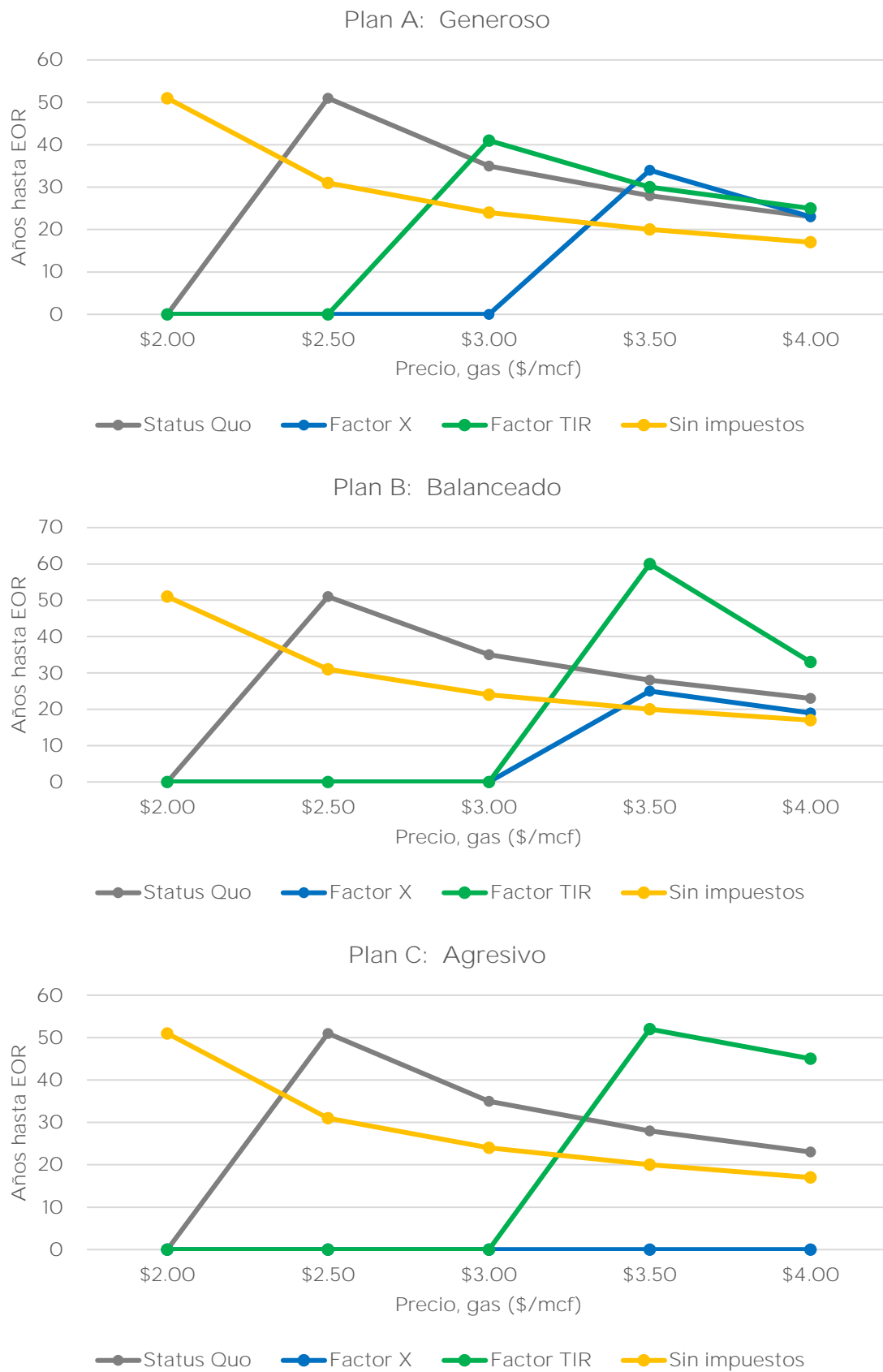


Figura A.9a Sensibilidad del factor de recuperación de recursos al precio (petróleo *onshore*, oriente)

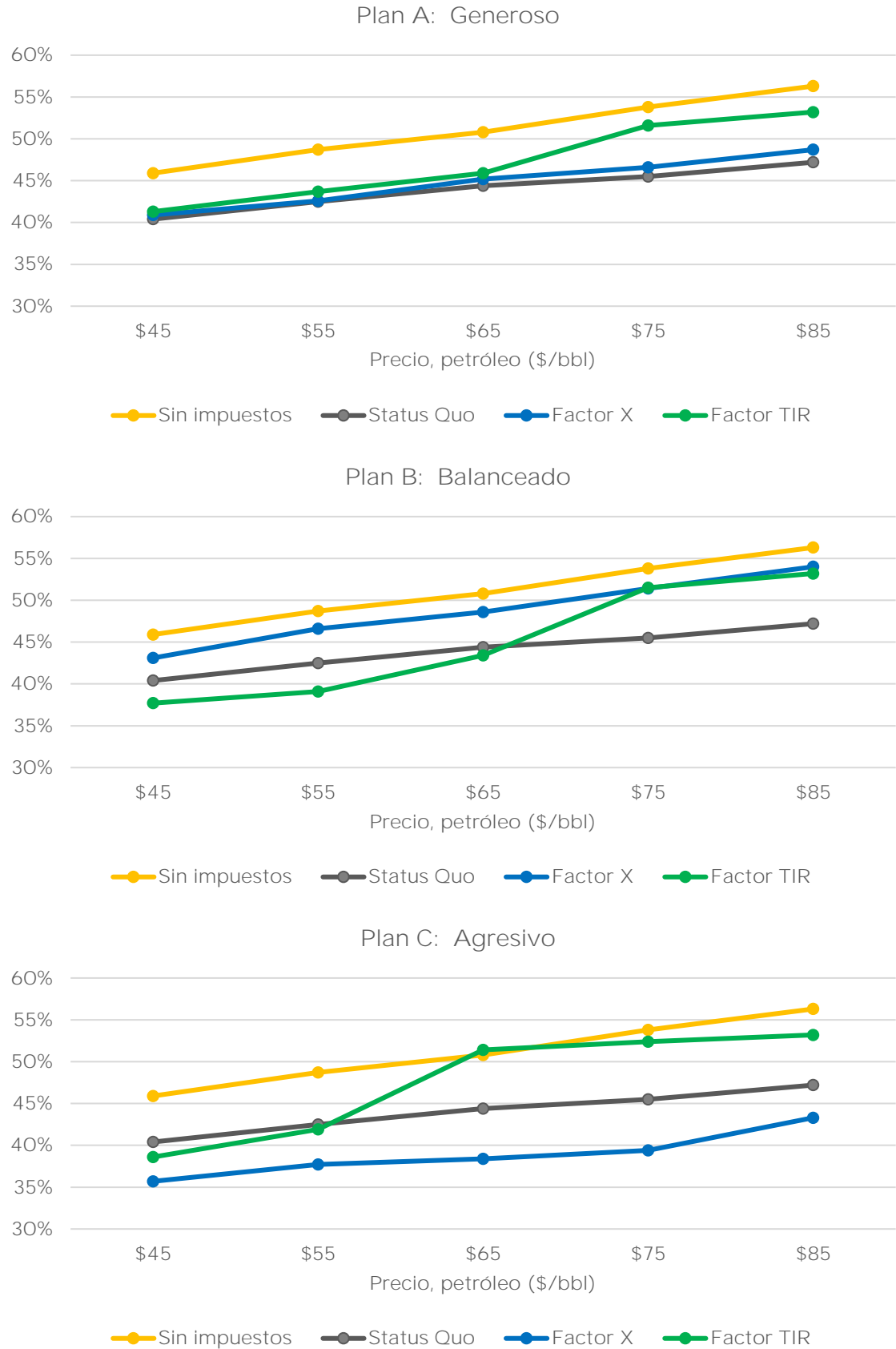


Figura A.9b Sensibilidad del factor de recuperación de recursos al precio (petróleo *onshore*, occidente)

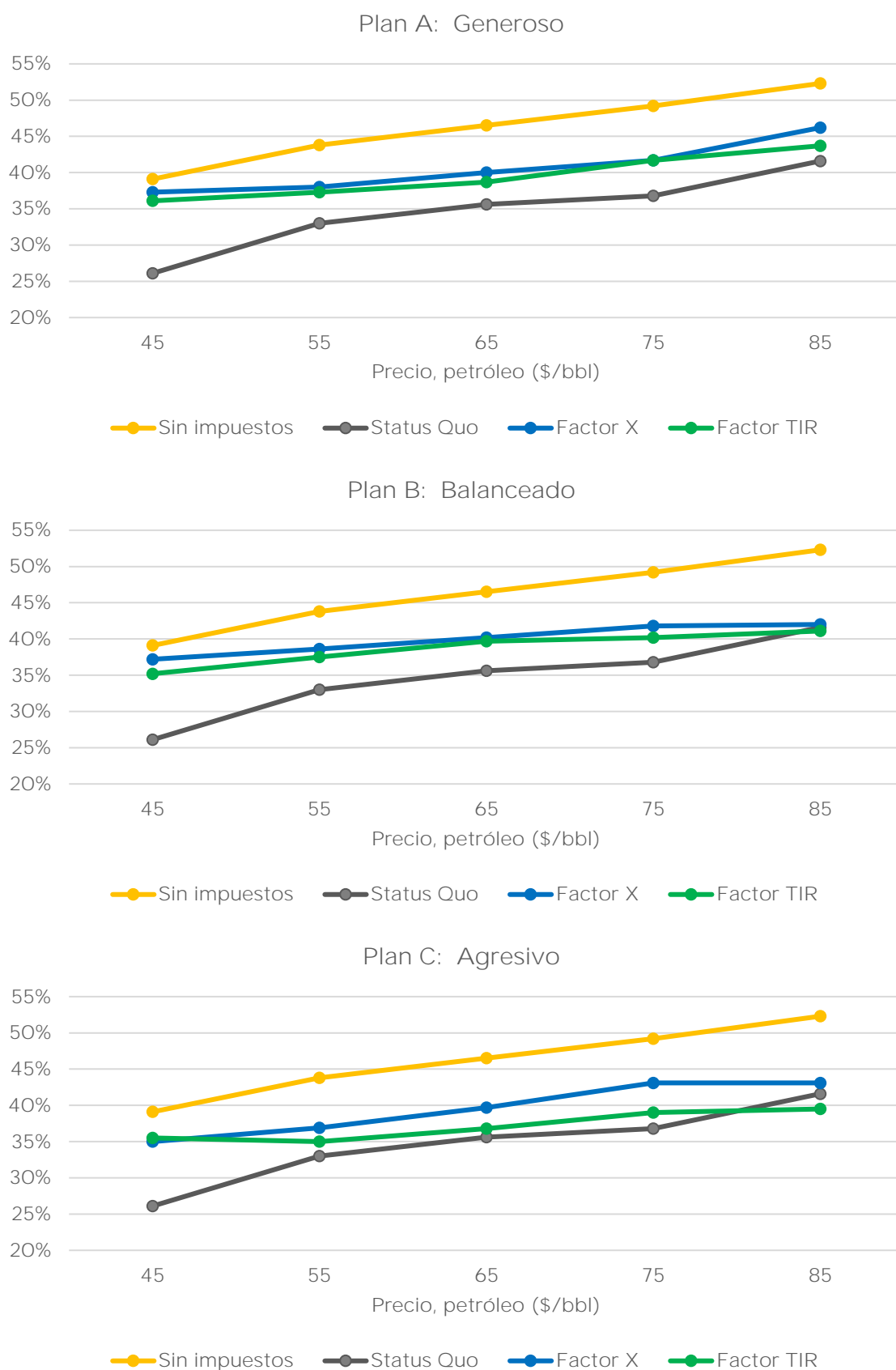


Figura A.9c Sensibilidad del factor de recuperación de recursos al precio (gas *onshore*, oriente)

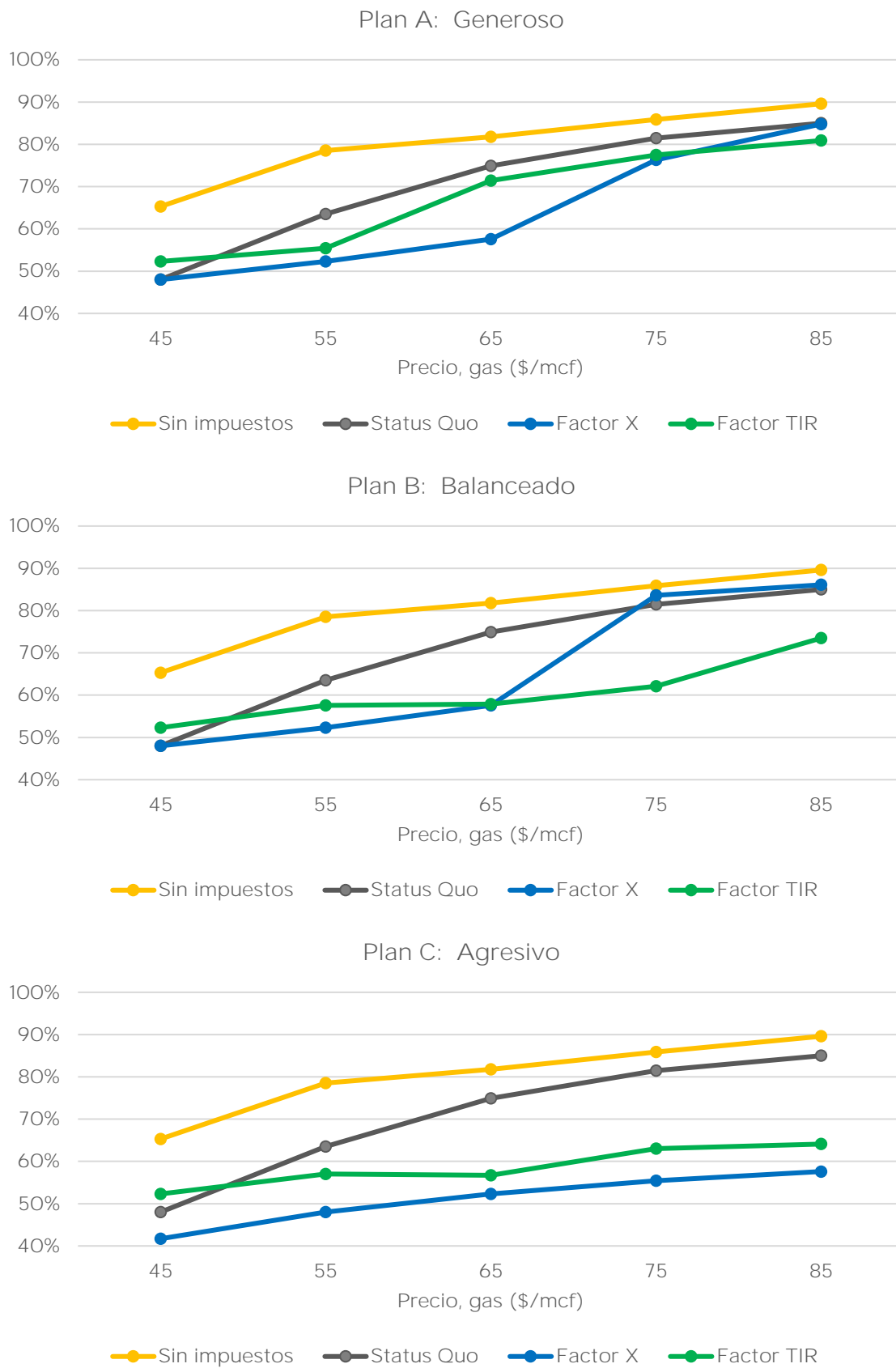


Figura A.9d Sensibilidad del factor de recuperación de recursos al precio (petróleo pesado, Orinoco)

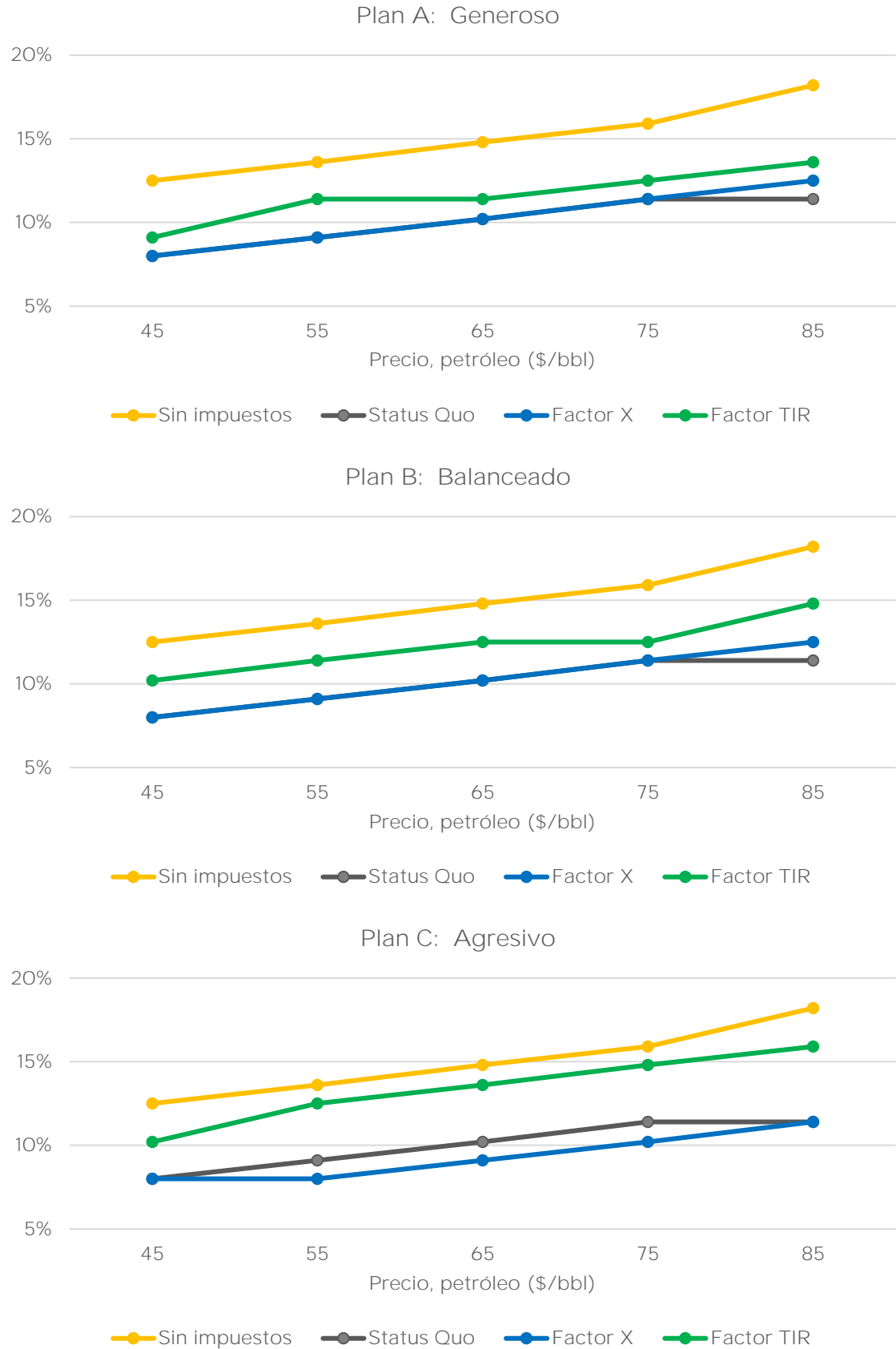


Figura A.10a Sensibilidad de duración del proyecto al precio (petróleo *onshore*, oriente)

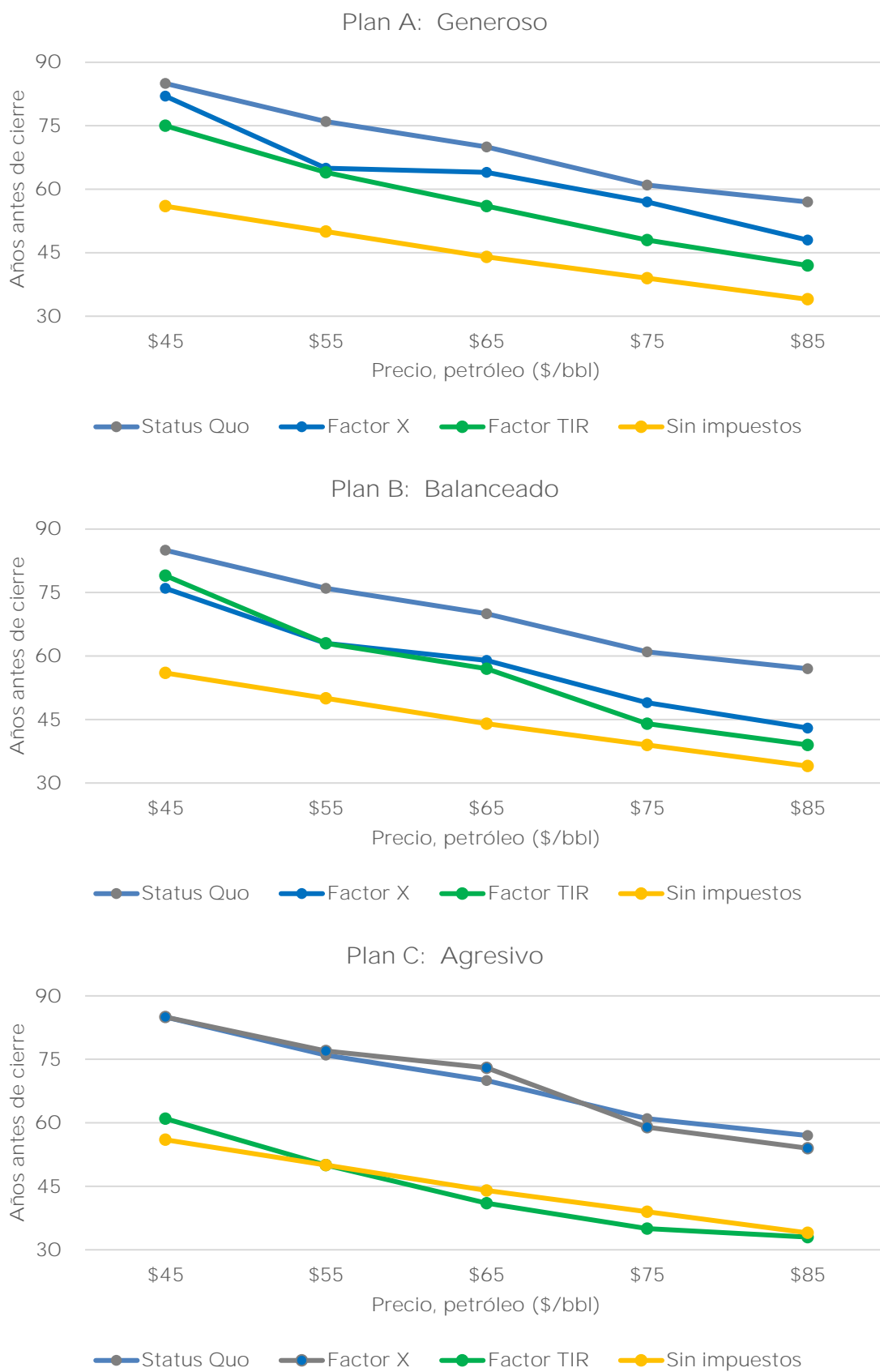


Figura A.10b Sensibilidad de duración del proyecto al precio (petróleo *onshore*, occidente)

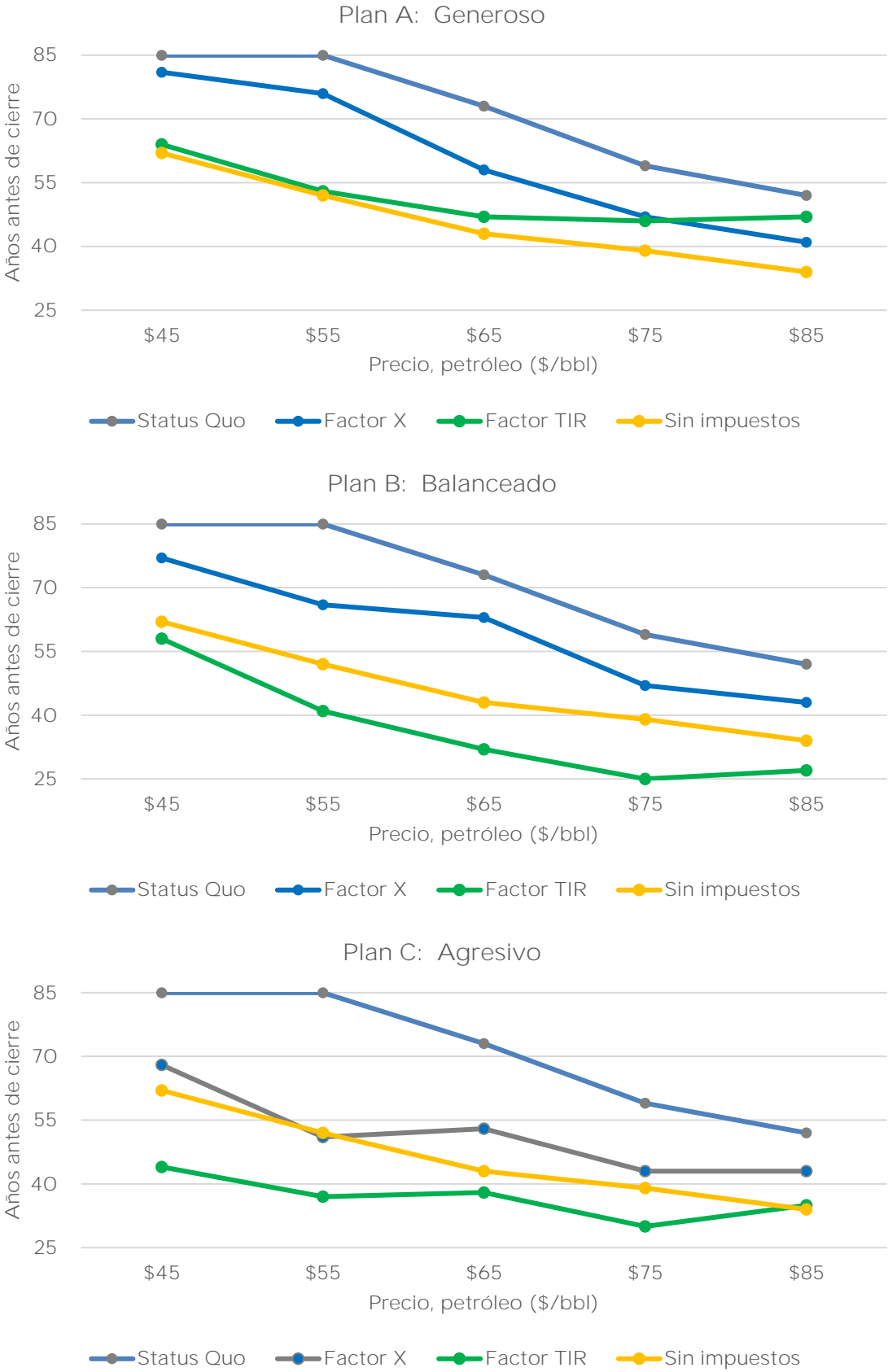


Figura A.10c Sensibilidad de duración del proyecto al precio (gas *onshore*, oriente)



Figura A.10d Sensibilidad de duración del proyecto al precio (petróleo pesado, Orinoco)

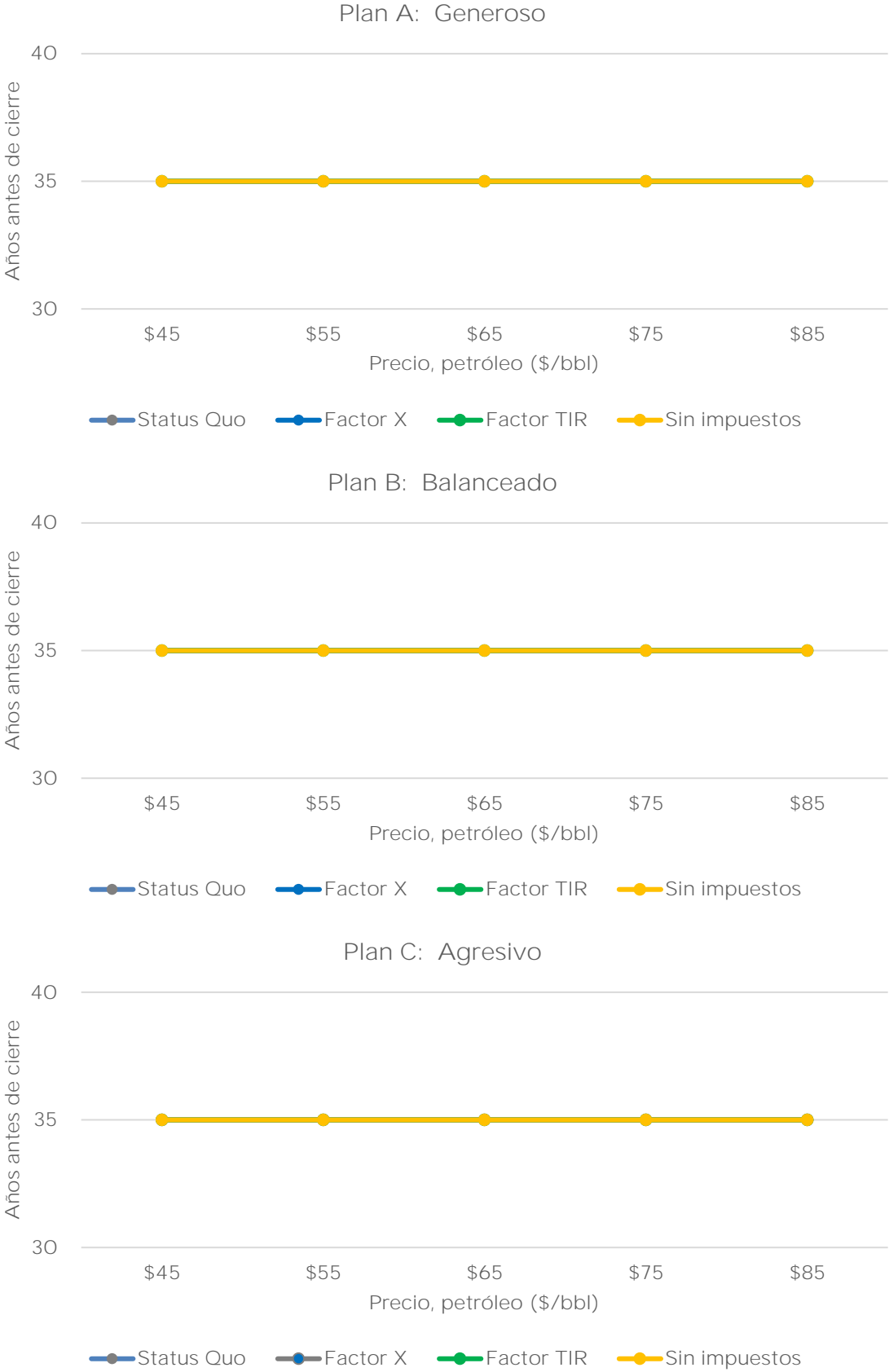


Figura A.11a Sensibilidad del VPN del inversor al precio (petróleo *onshore*, oriente)

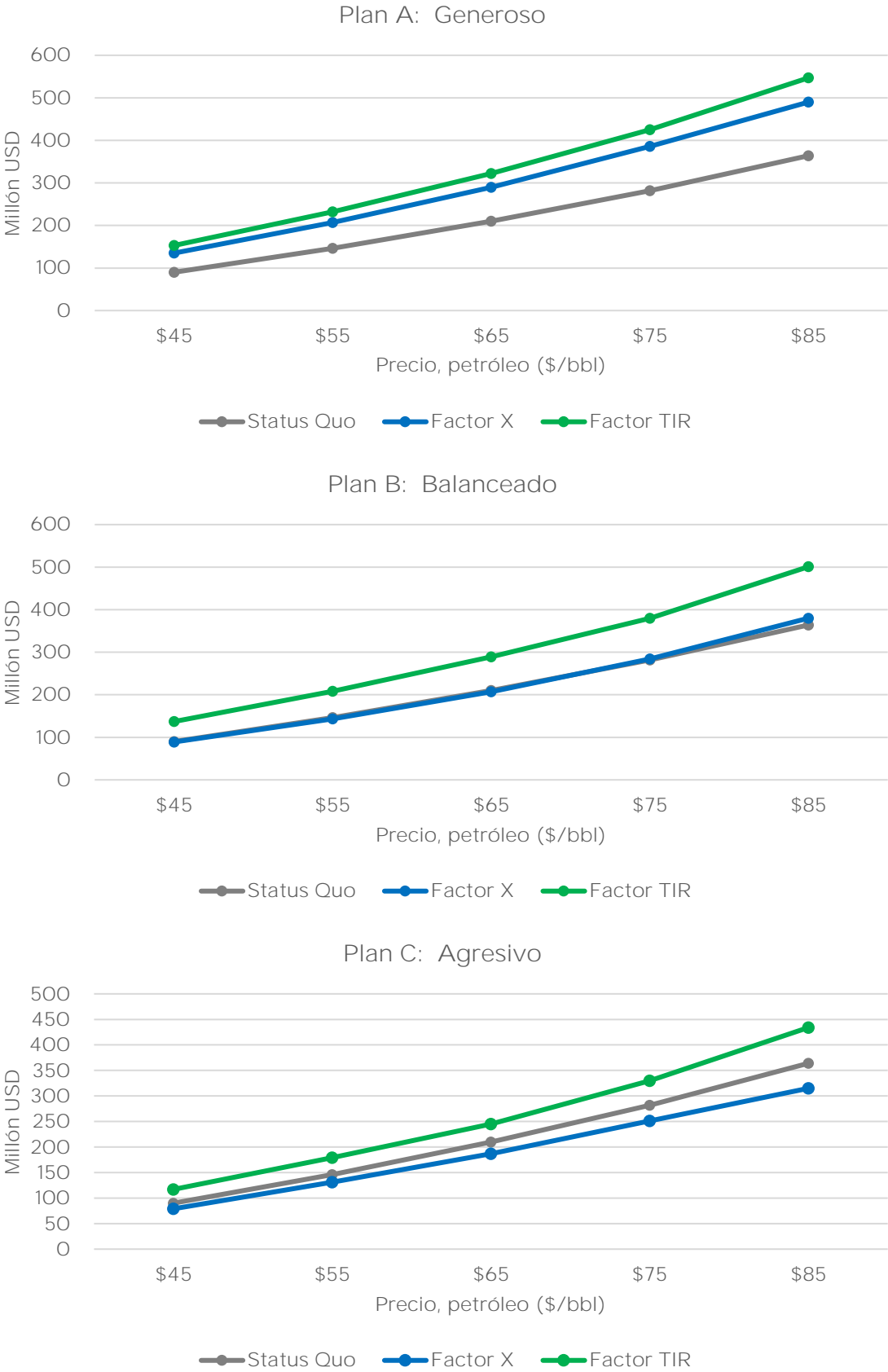


Figura A.11b Sensibilidad del VPN del inversor al precio (petróleo *onshore*, occidente)

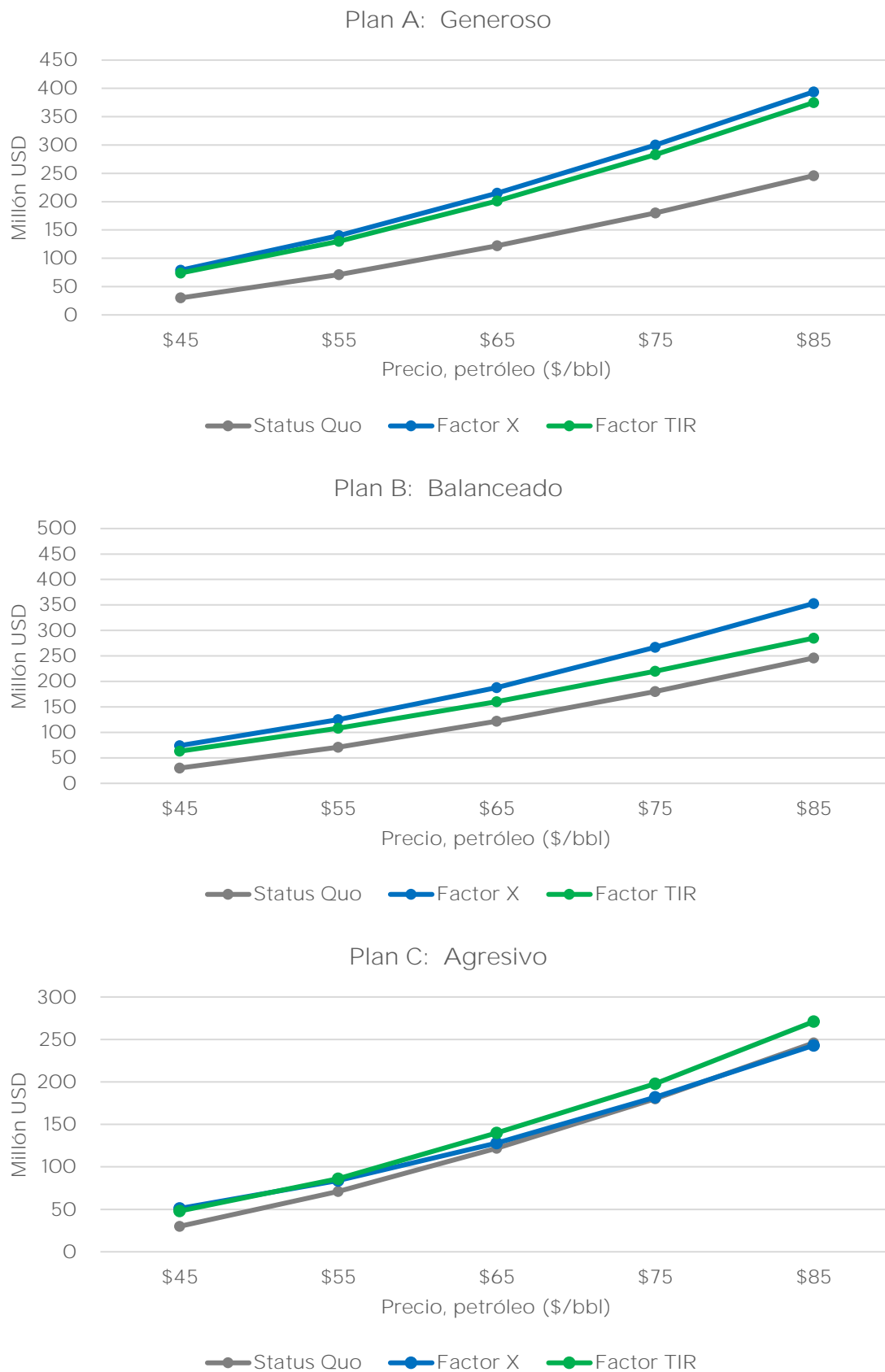
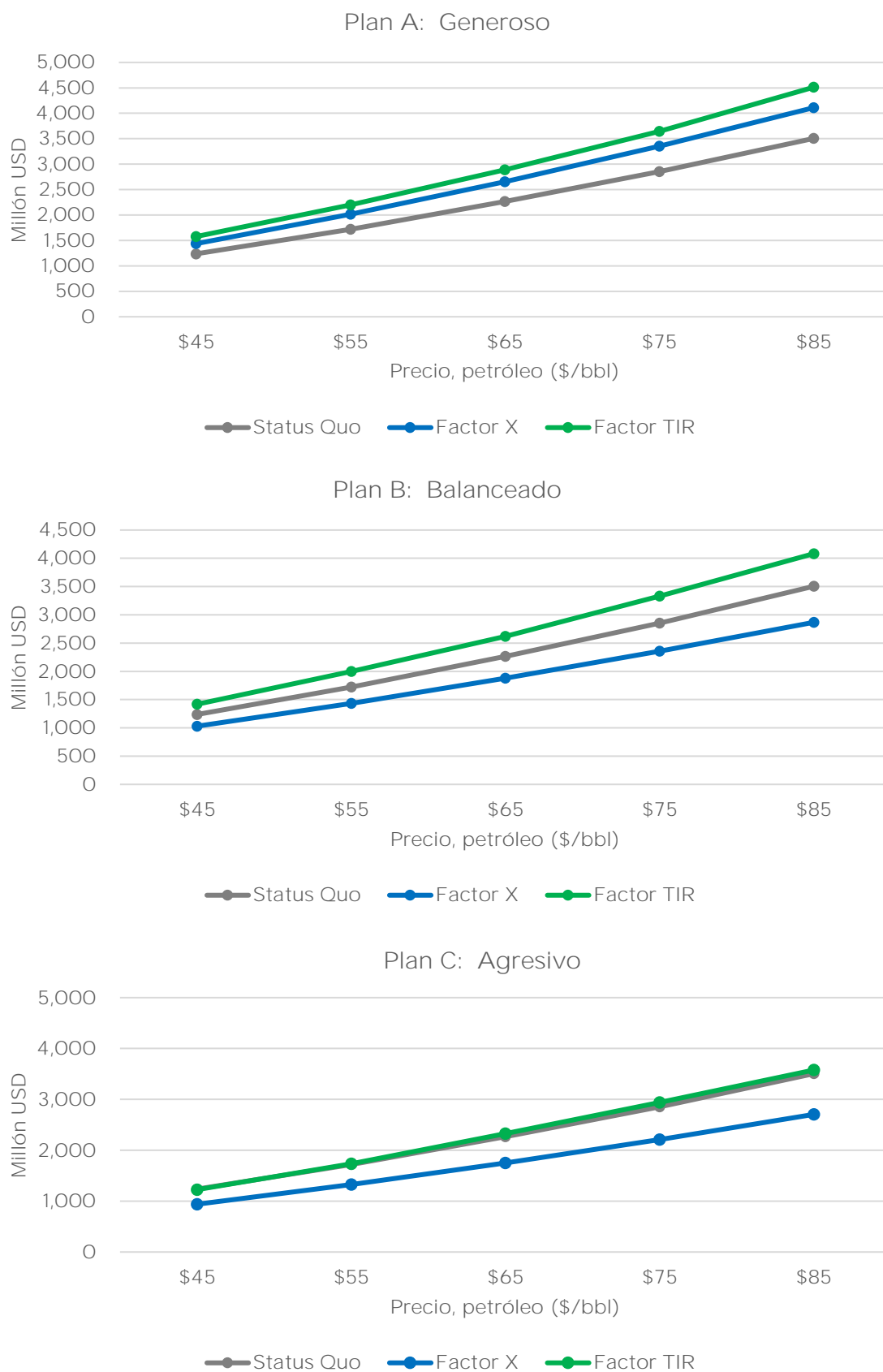


Figura A.11c Sensibilidad del VPN del inversor al precio (gas *onshore*, oriente)



Figura A.11d Sensibilidad del VPN del inversor al precio (petróleo pesado, Orinoco)



Anexo B: Sensibilidad de resultados a mayores y menores niveles de costos

Todos los resultados en esta sección asumen precios reales constantes de \$65 por barril y \$3 por mil pies cúbicos, con variaciones en los costos de capital y operación que ascienden a +/- 30% en relación con los niveles de costo de referencia indicados en la Tabla 1.3.

Figura B.1a: Sensibilidad del VPN del gobierno a costos (petróleo *onshore*, oriente)

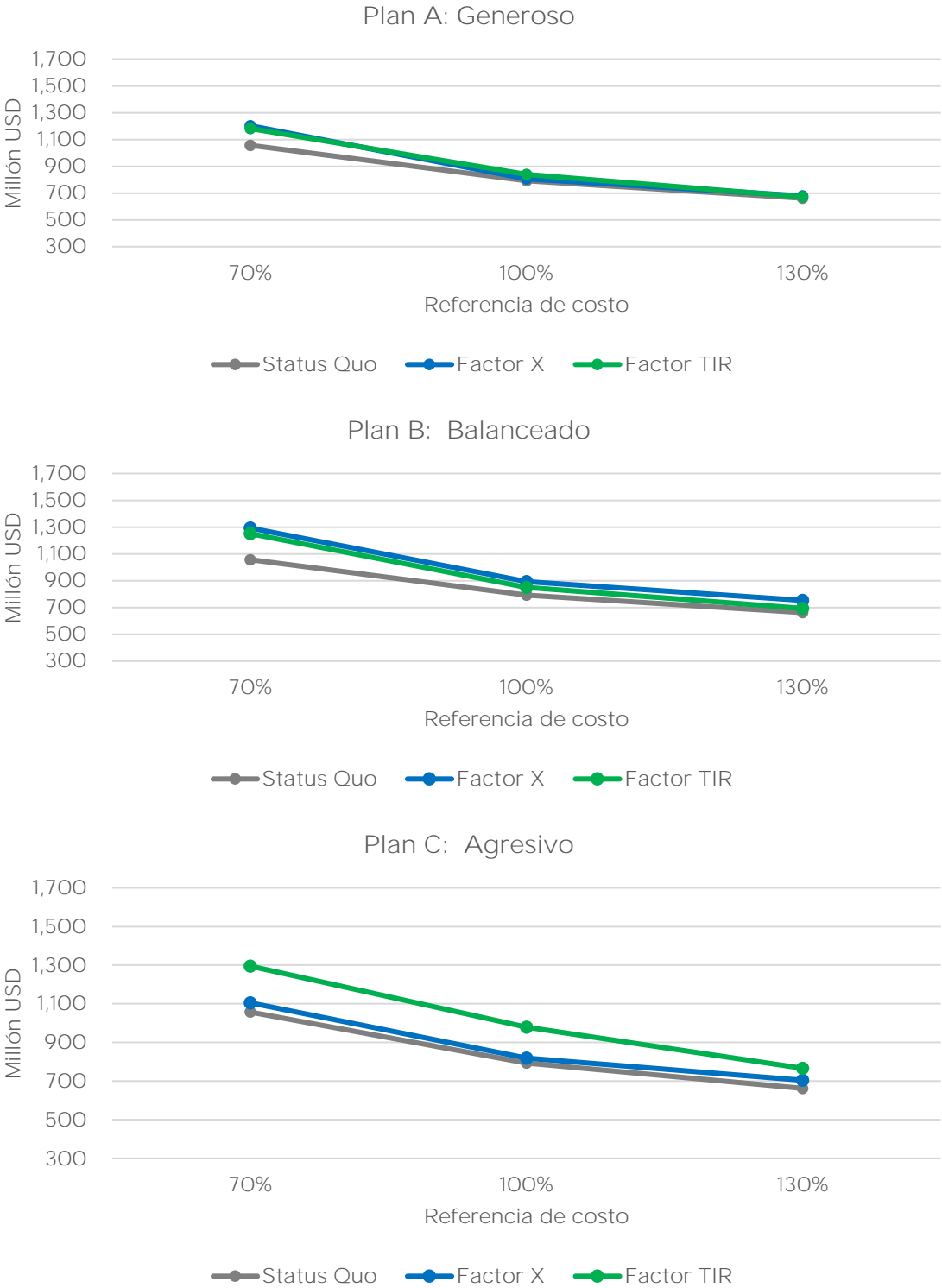


Figura B.1b: Sensibilidad del VPN del gobierno a costos (petróleo *onshore*, occidente)

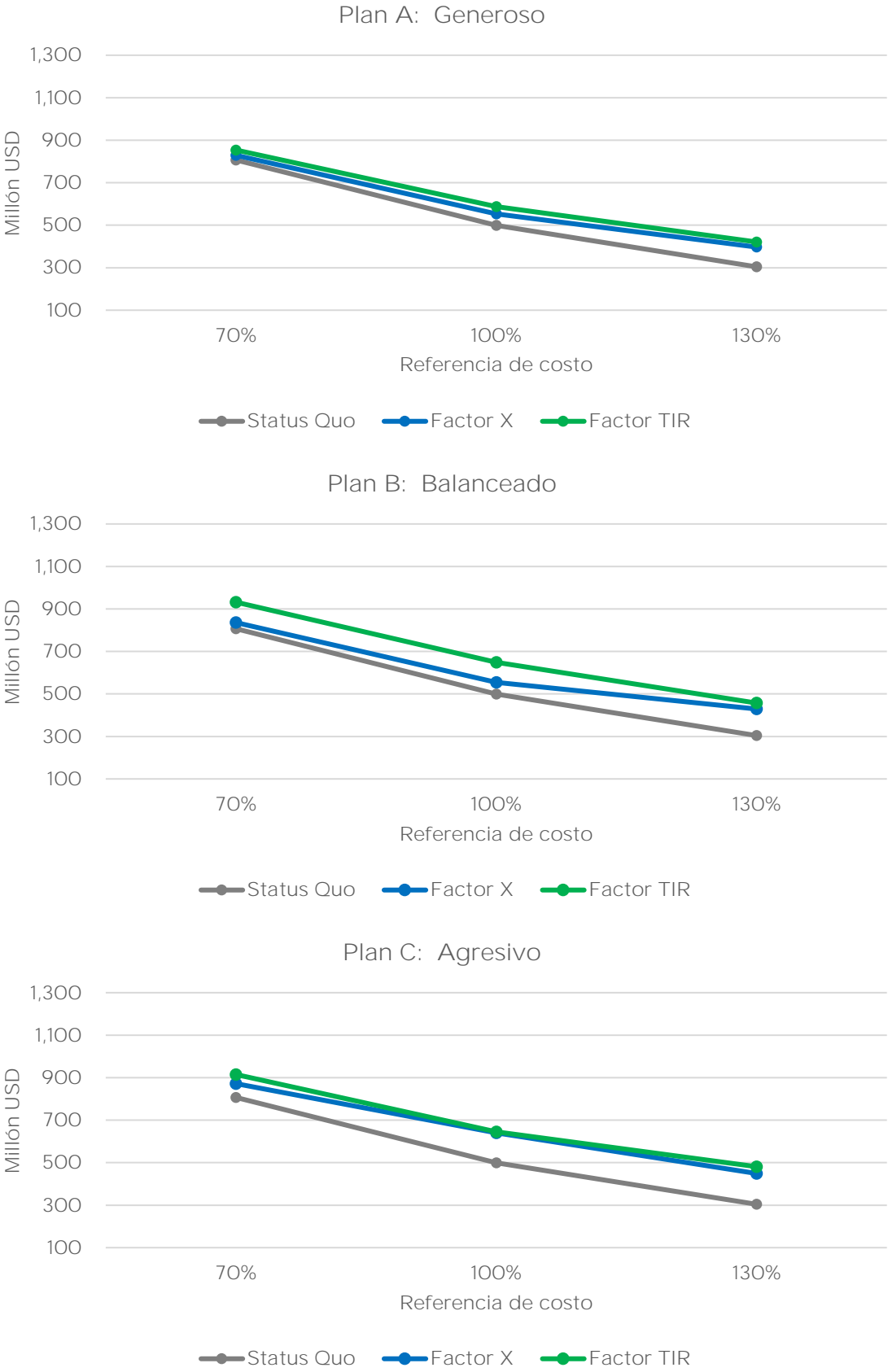


Figura B.1c: Sensibilidad del VPN del gobierno a costos (gas *onshore*, oriente)

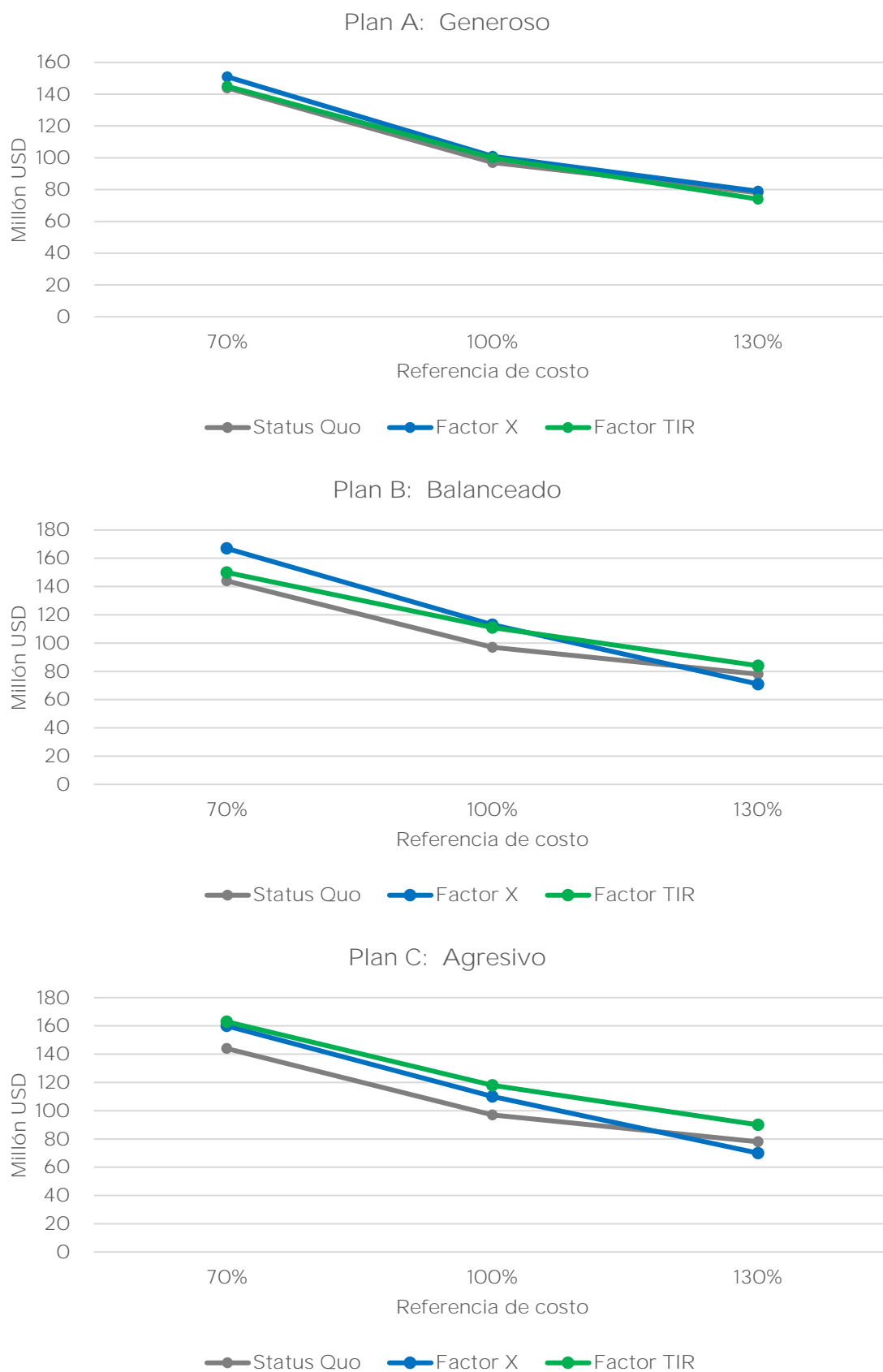


Figura B.1d: Sensibilidad del VPN del gobierno a costos (petróleo pesado, Orinoco)



Figura B.2a: Sensibilidad de pérdidas de peso muerto a costos (petróleo *onshore*, oriente)

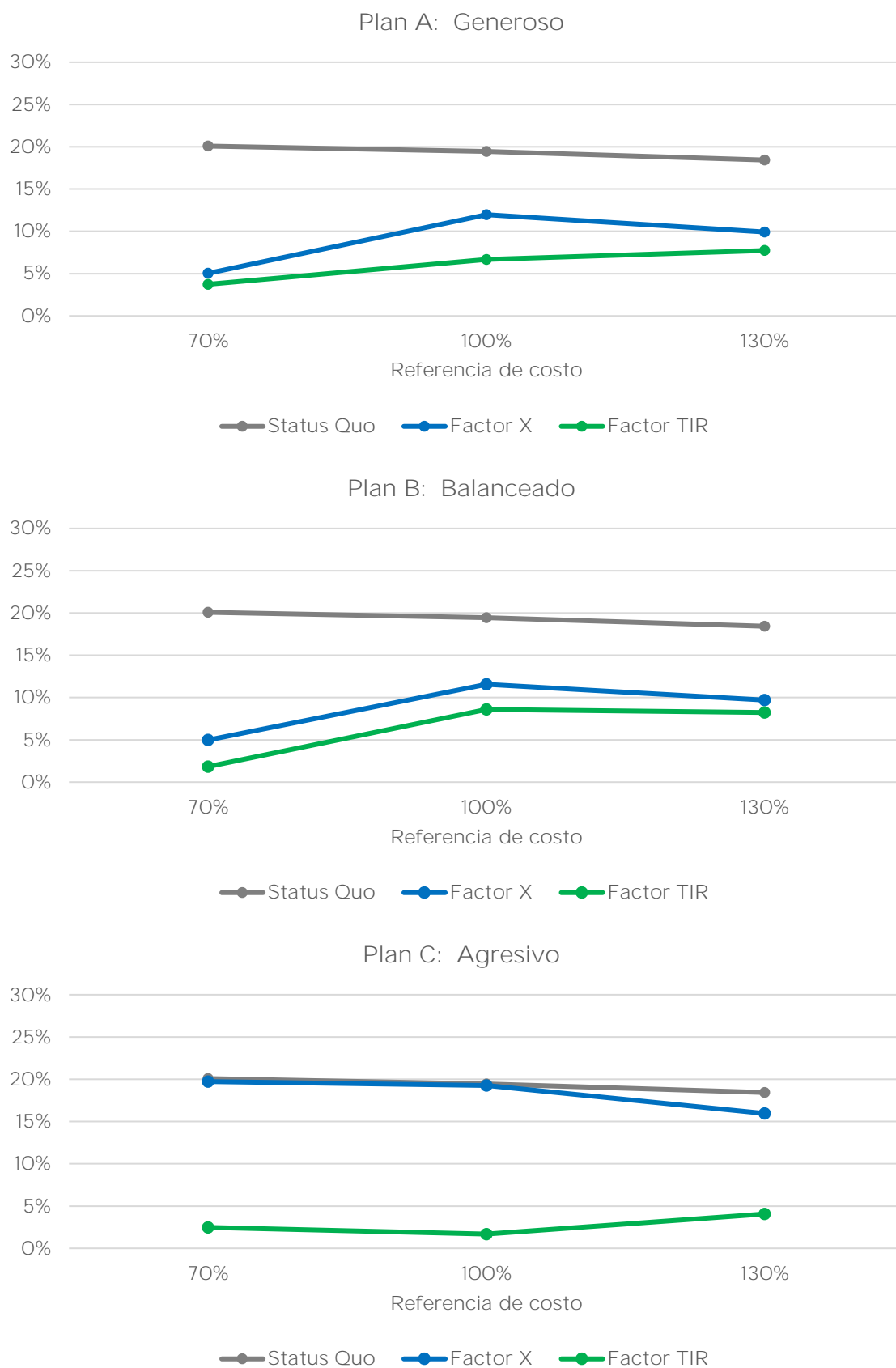


Figura B.2b: Sensibilidad de pérdidas de peso muerto a costos (petróleo *onshore*, occidente)

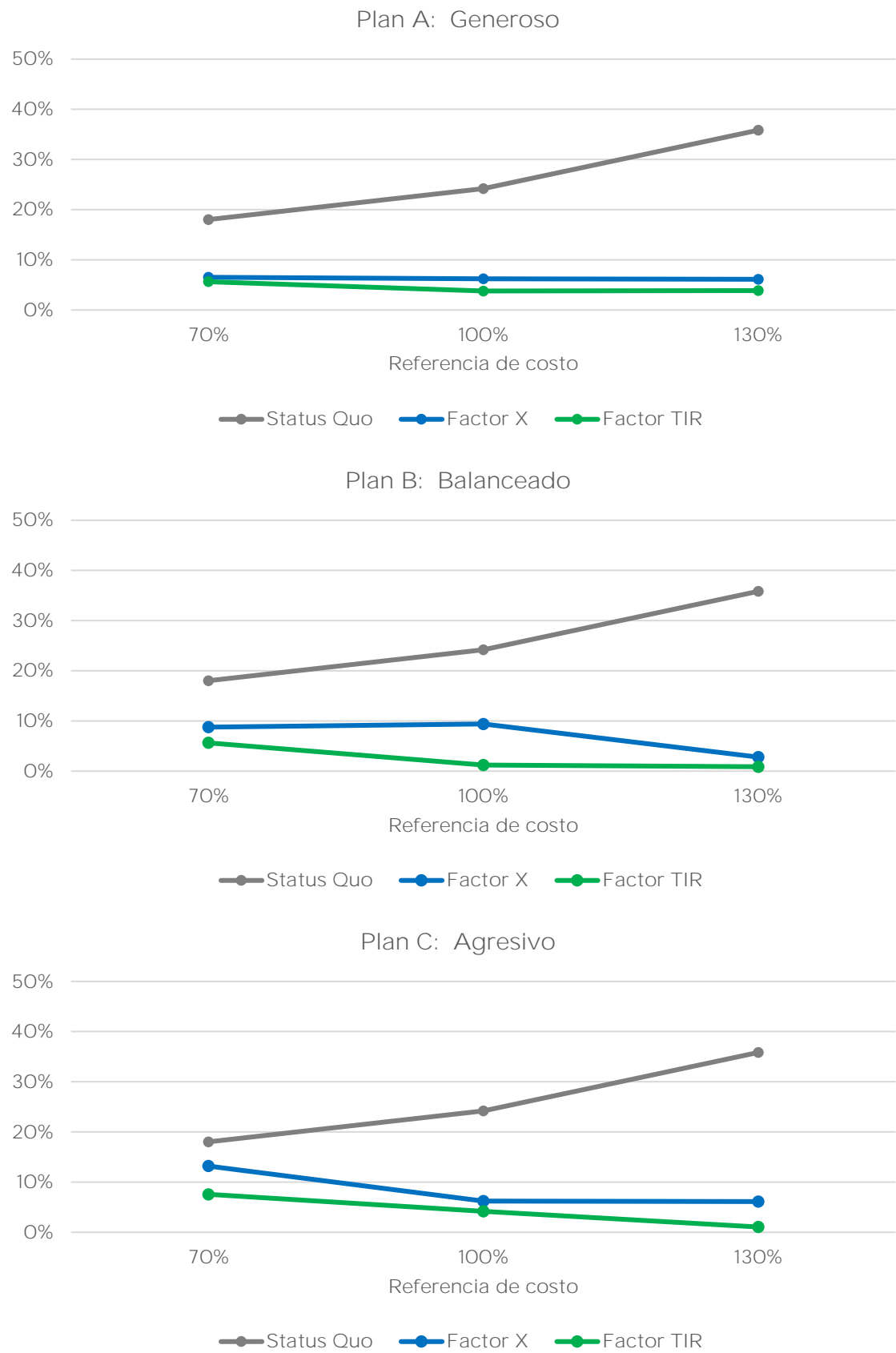


Figura B.2c: Sensibilidad de pérdidas de peso muerto a costos (gas *onshore*, oriente)

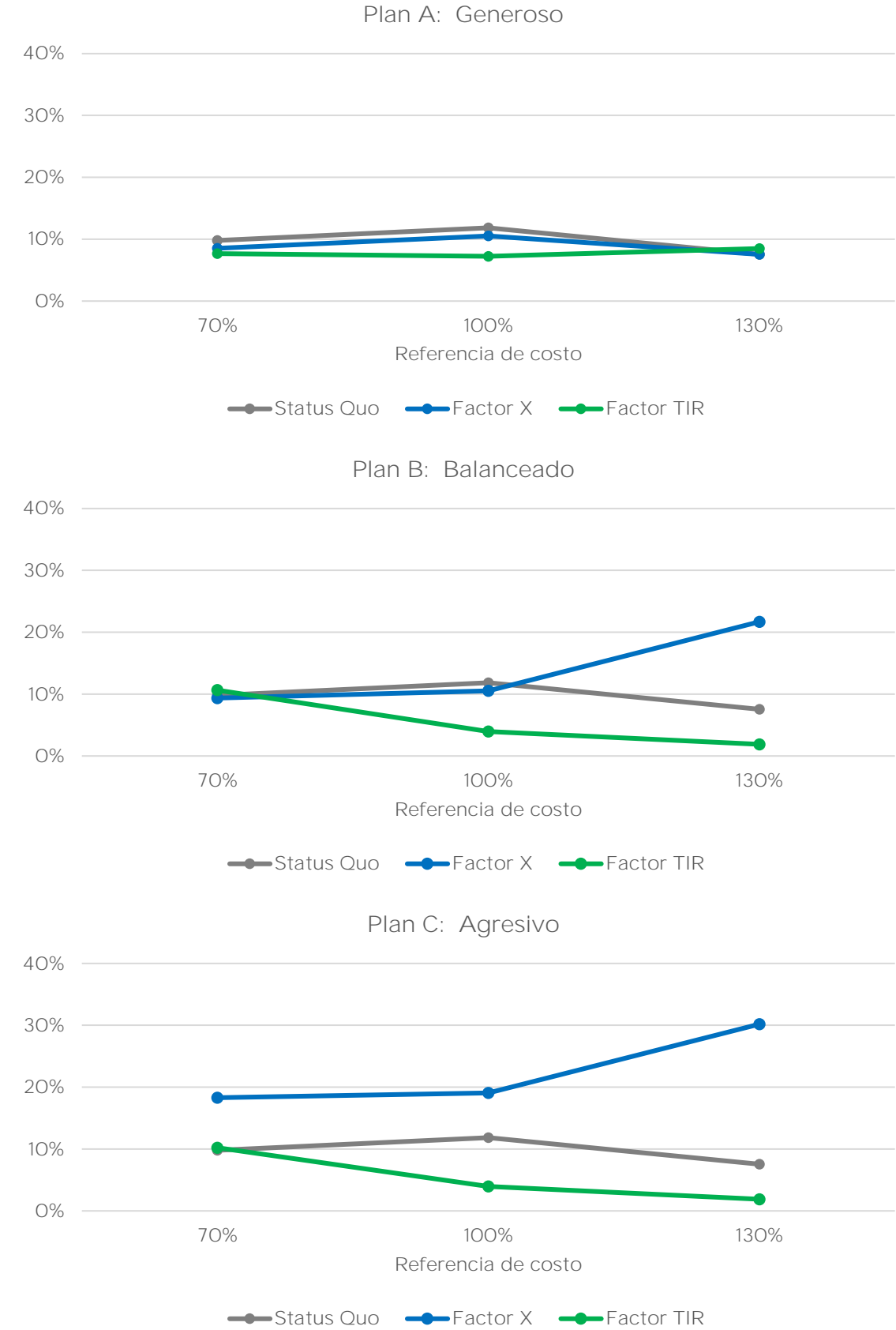


Figura B.2d: Sensibilidad de pérdidas de peso muerto a costos (petróleo pesado, Orinoco)

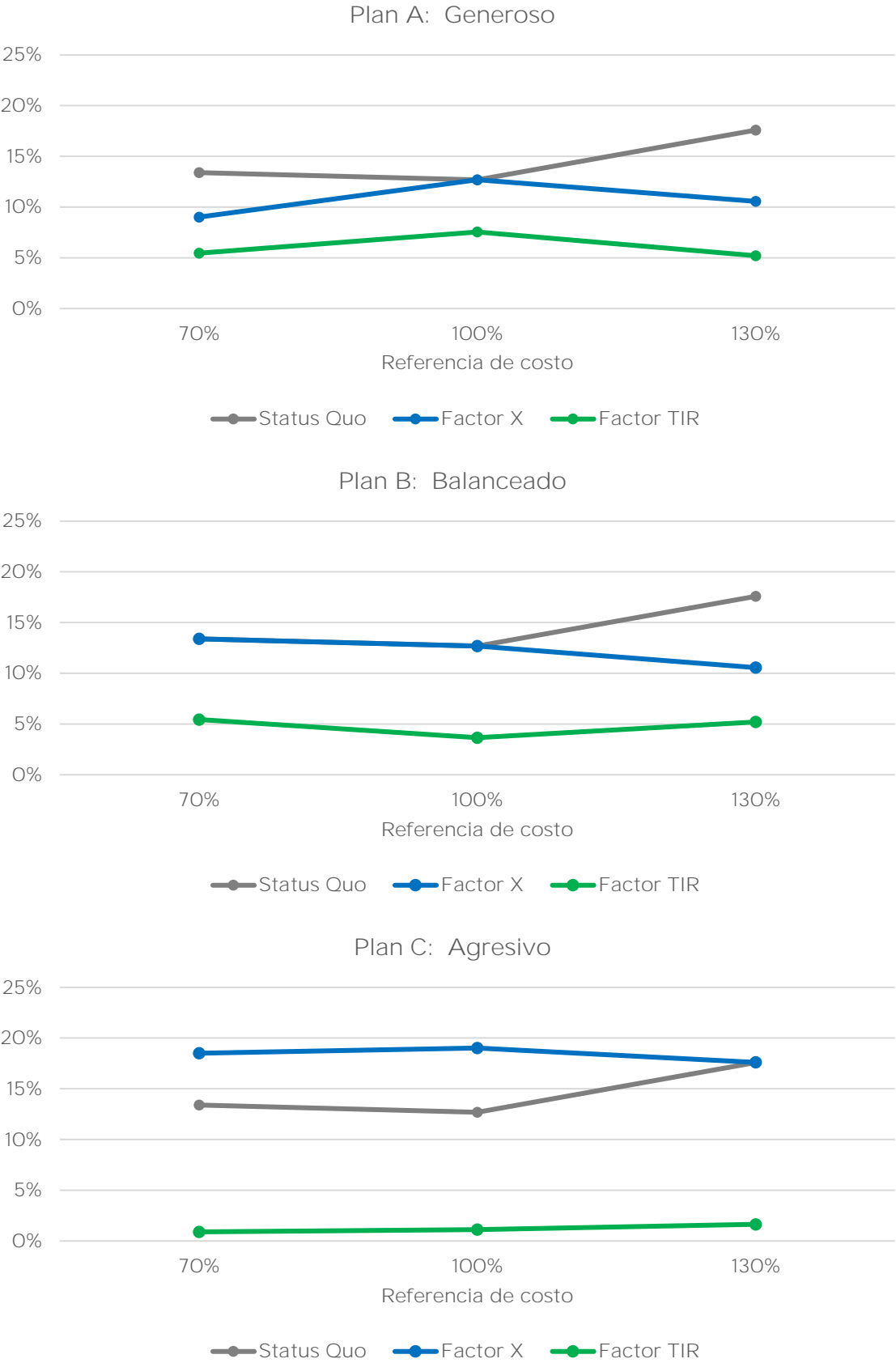


Figura B.3a Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero a costos (petróleo *onshore*, oriente)

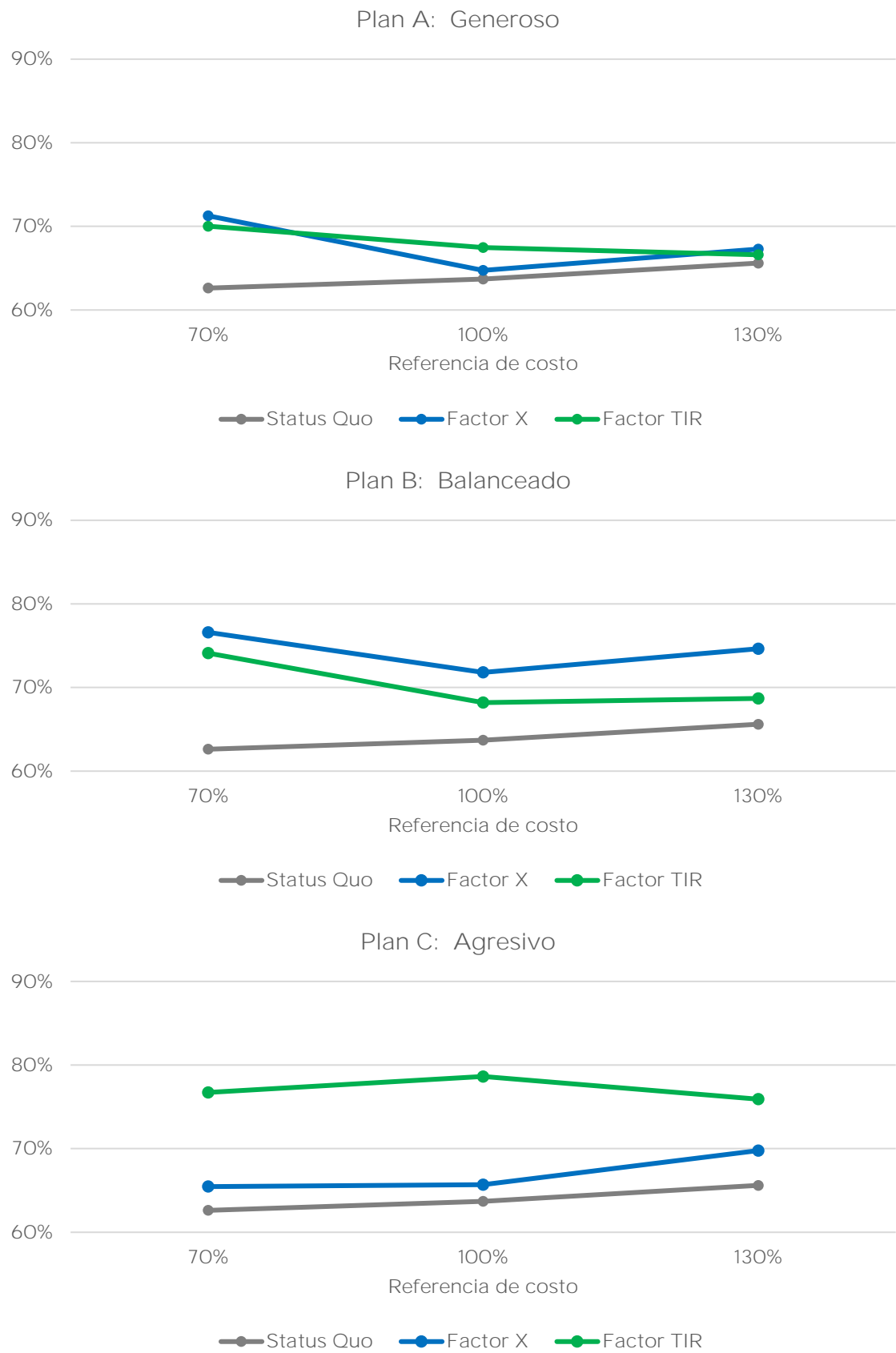


Figura B.3b Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero a costos (petróleo *onshore*, occidente)

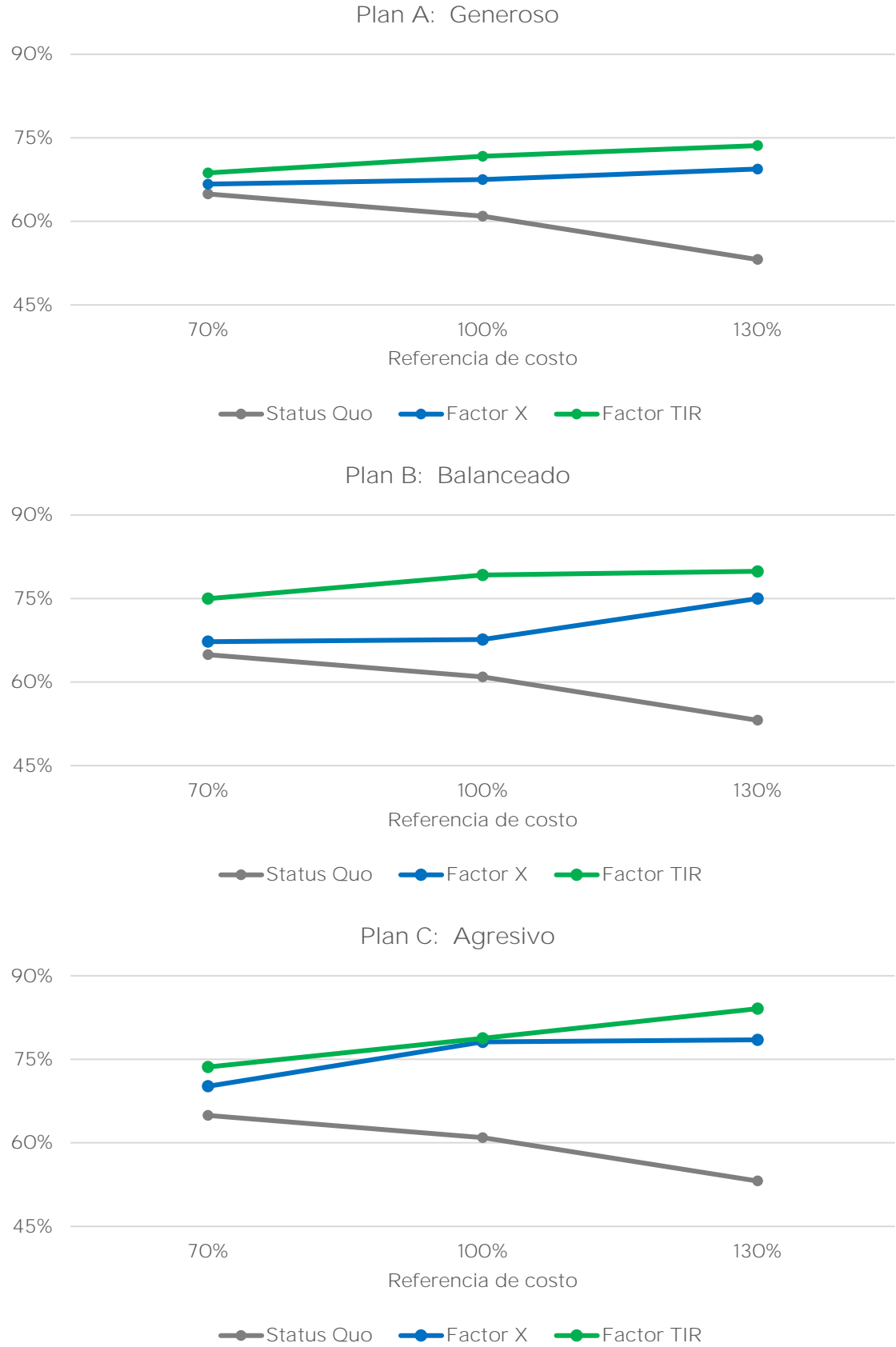


Figura B.3c Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero a costos (gas *onshore*, oriente)

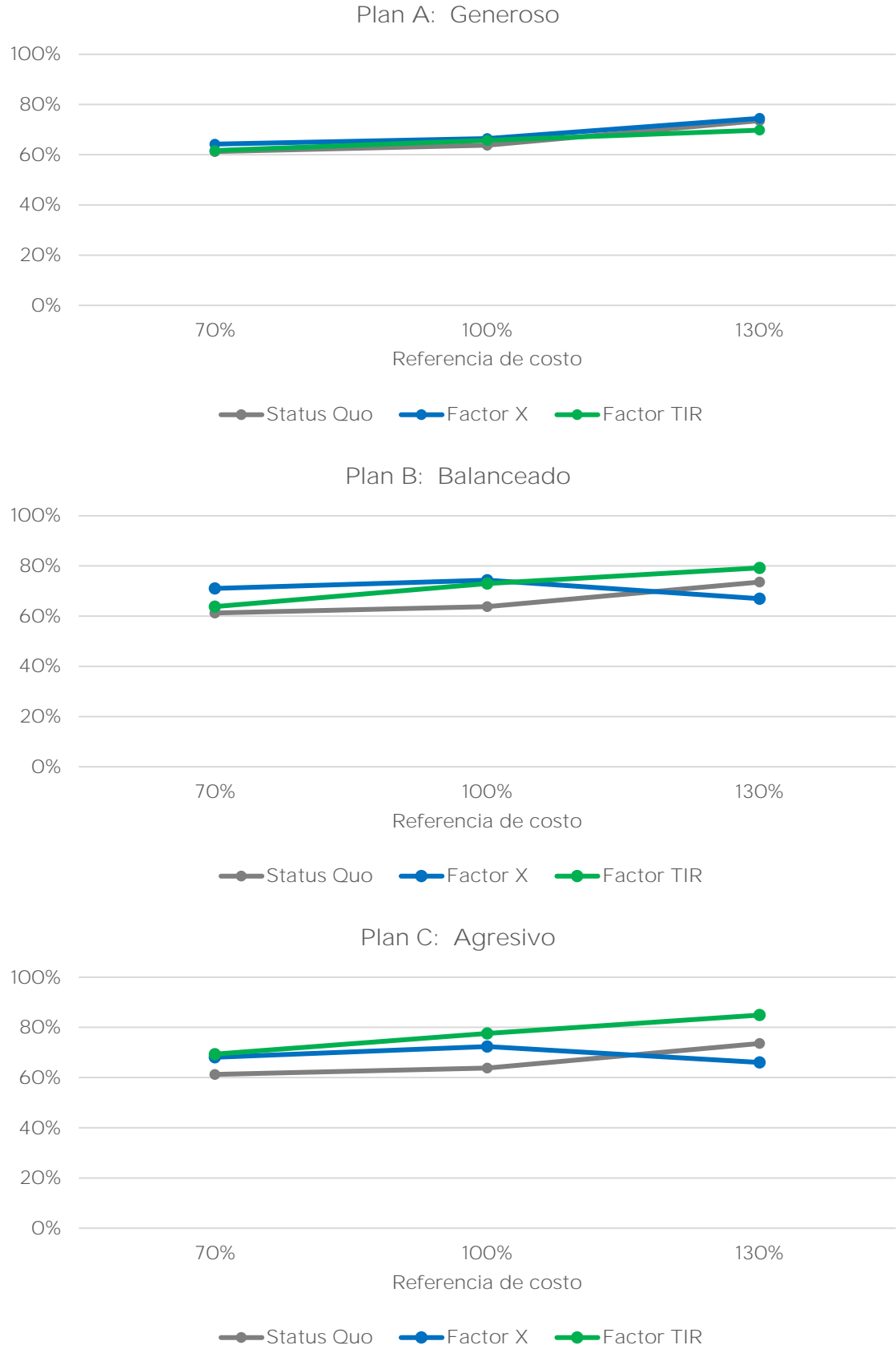


Figura B.3d Sensibilidad del rendimiento fiscal verdadero a costos (petróleo pesado, Orinoco)

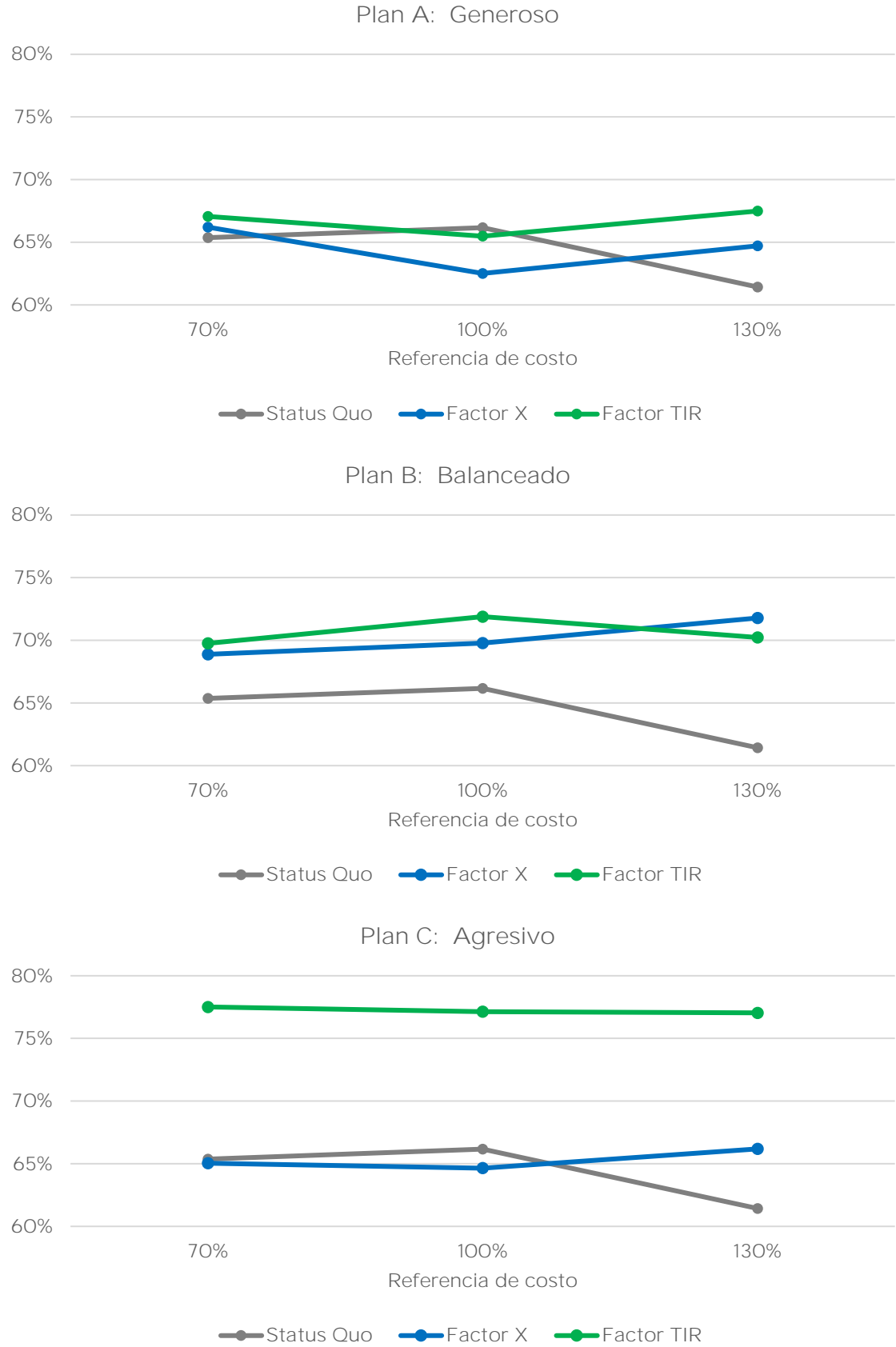


Figura B:4a Sensibilidad de la inversión total a costos (petróleo *onshore*, oriente)



Figura B.4b Sensibilidad de la inversión total a costos (petróleo *onshore*, occidente)

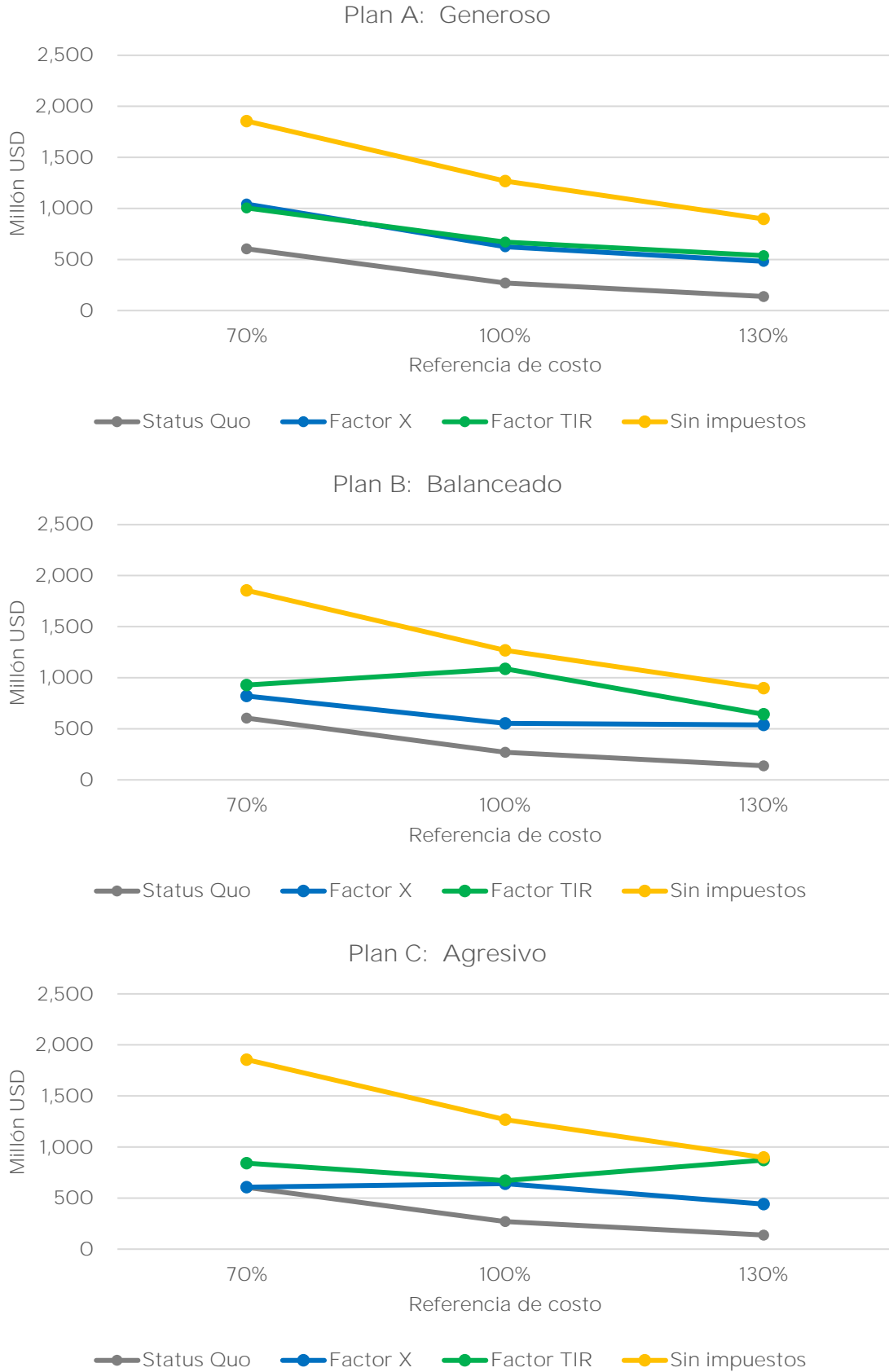


Figura B.4c Sensibilidad de la inversión total a costos (gas *onshore*, oriente)

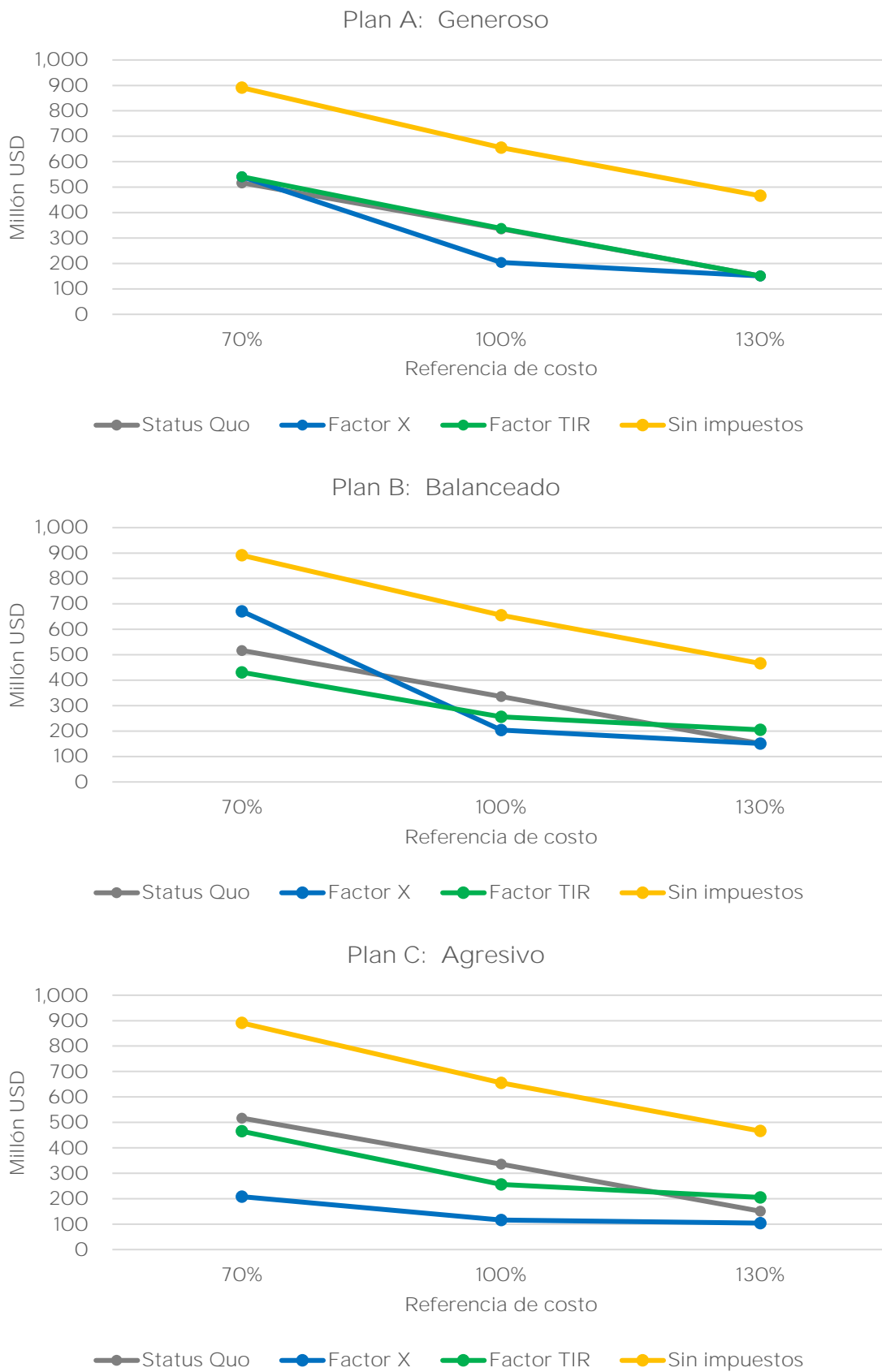


Figura B.4d Sensibilidad de la inversión total a costos (petróleo pesado, Orinoco)

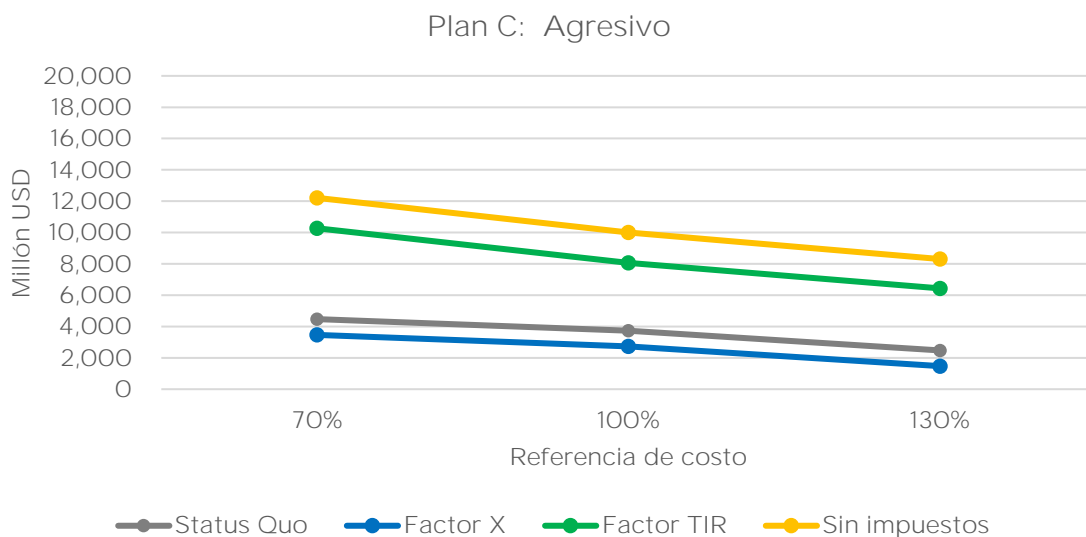
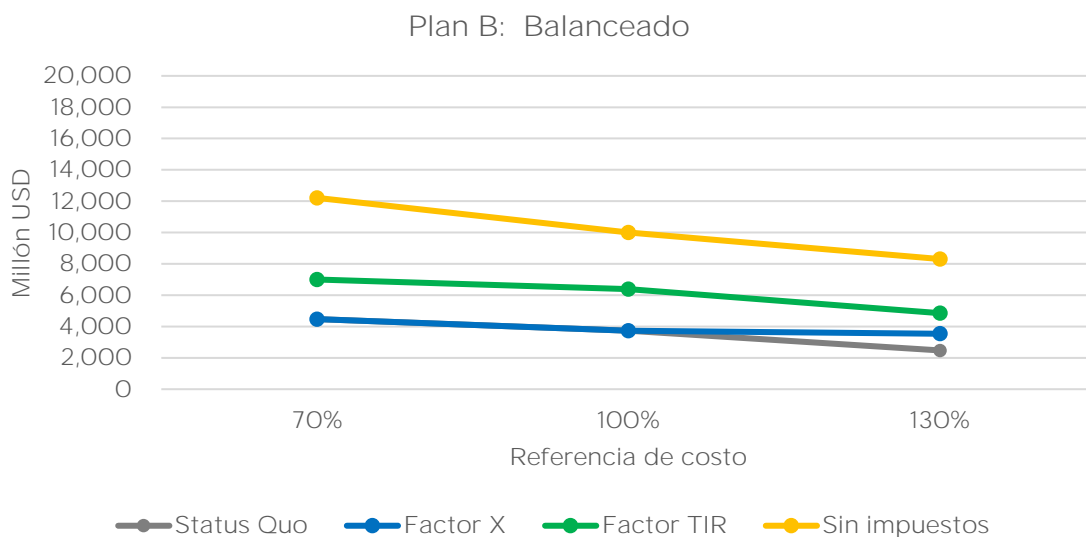
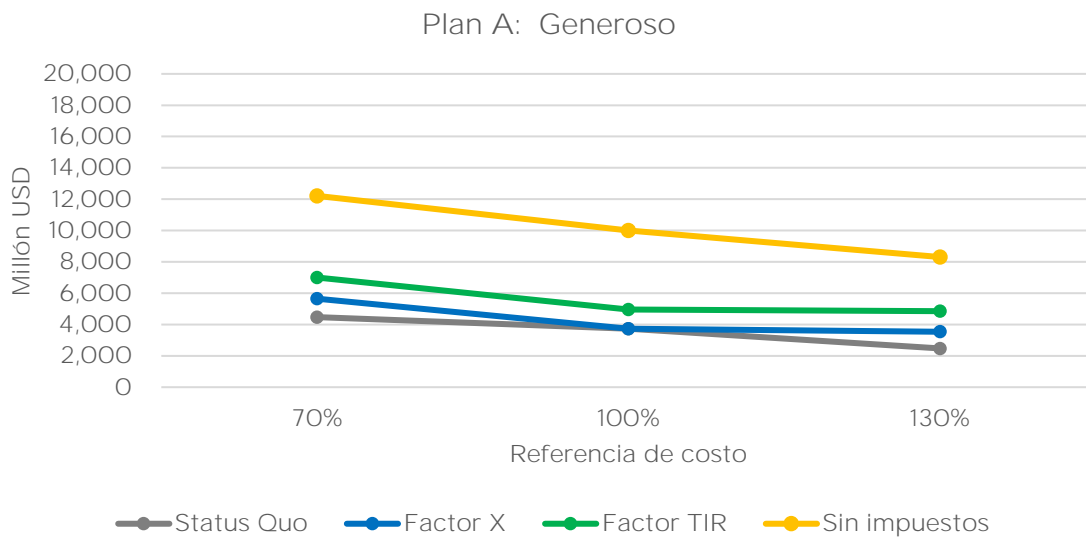


Figura B.5a Sensibilidad de la intensidad de exploración a costos (petróleo *onshore*, oriente)

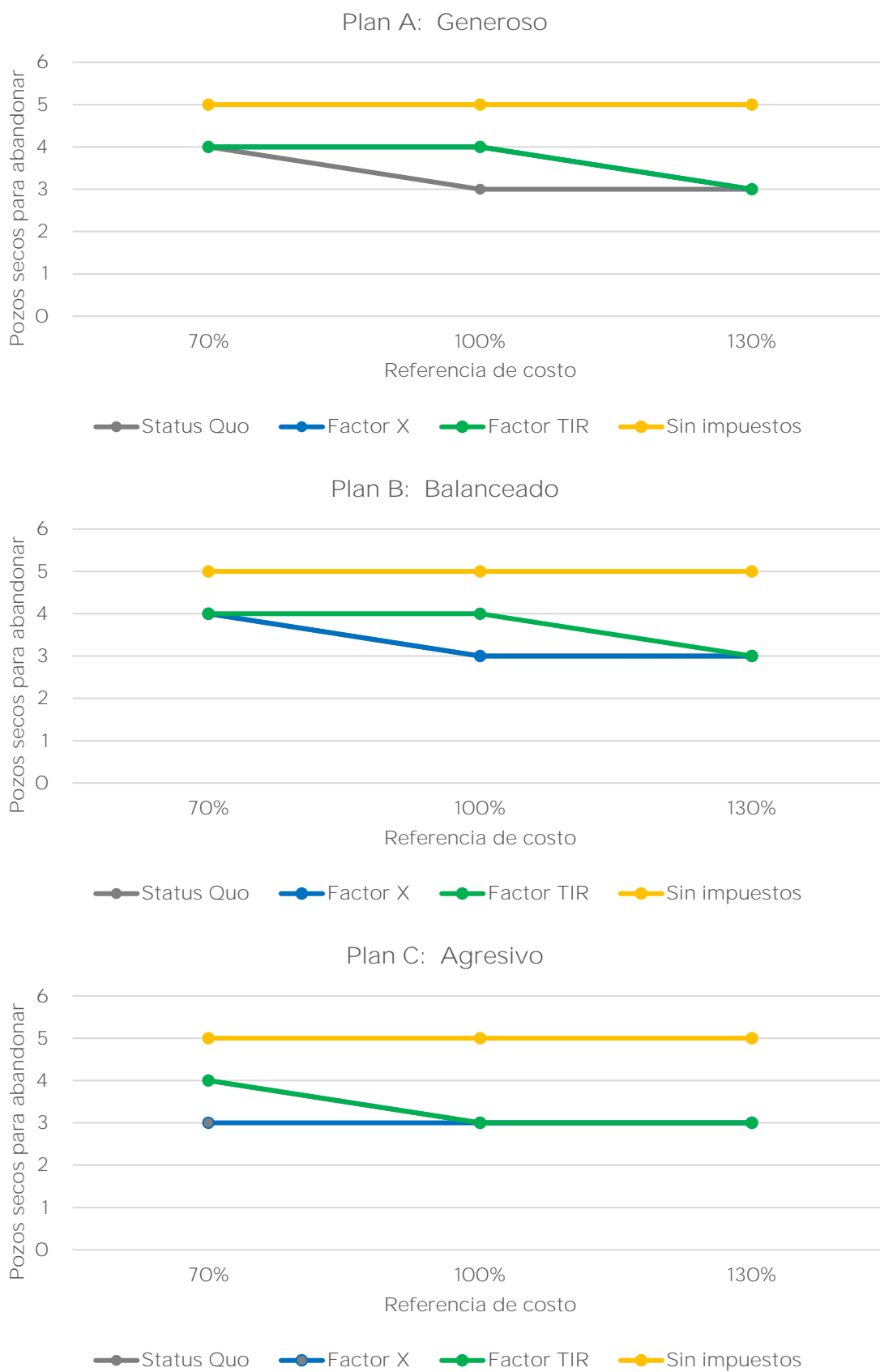


Figura B.5b Sensibilidad de la intensidad de exploración a costos (gas *onshore*, oriente)

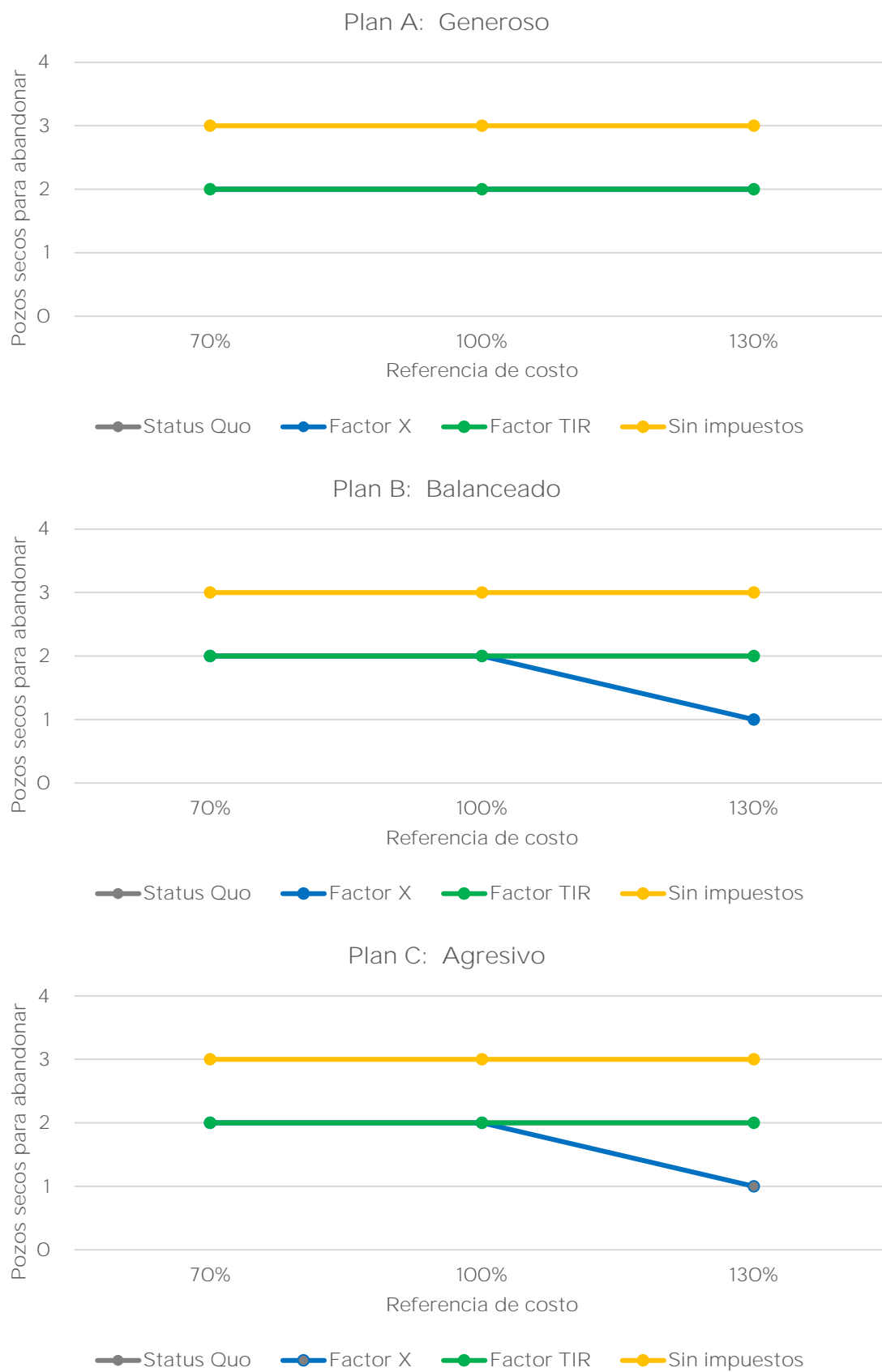


Figura B.6a Sensibilidad de las reservas en riesgo a costos (petróleo *onshore*, oriente)

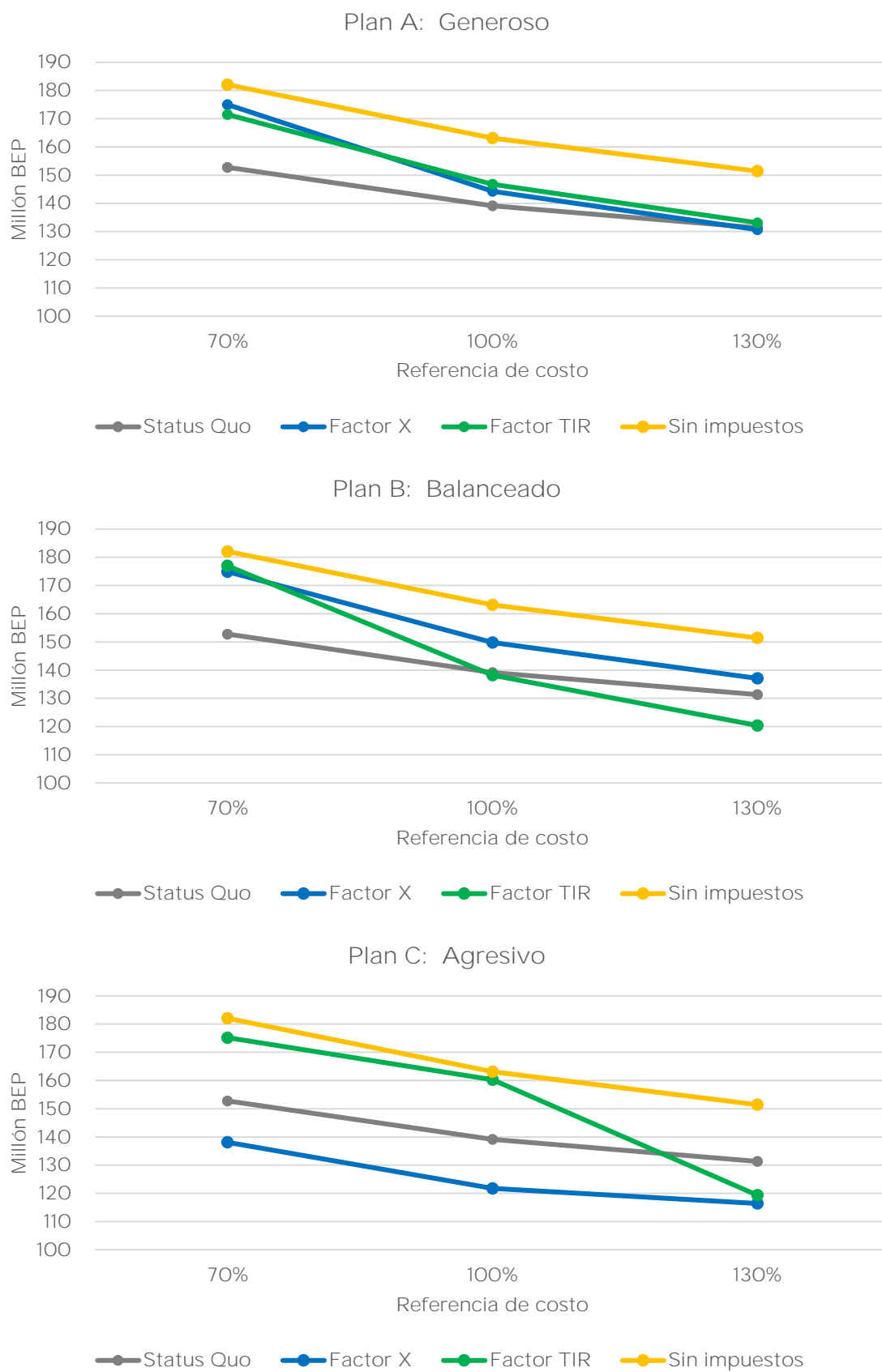


Figura B.6b Sensibilidad de las reservas en riesgo a costos (petróleo *onshore*, occidente)

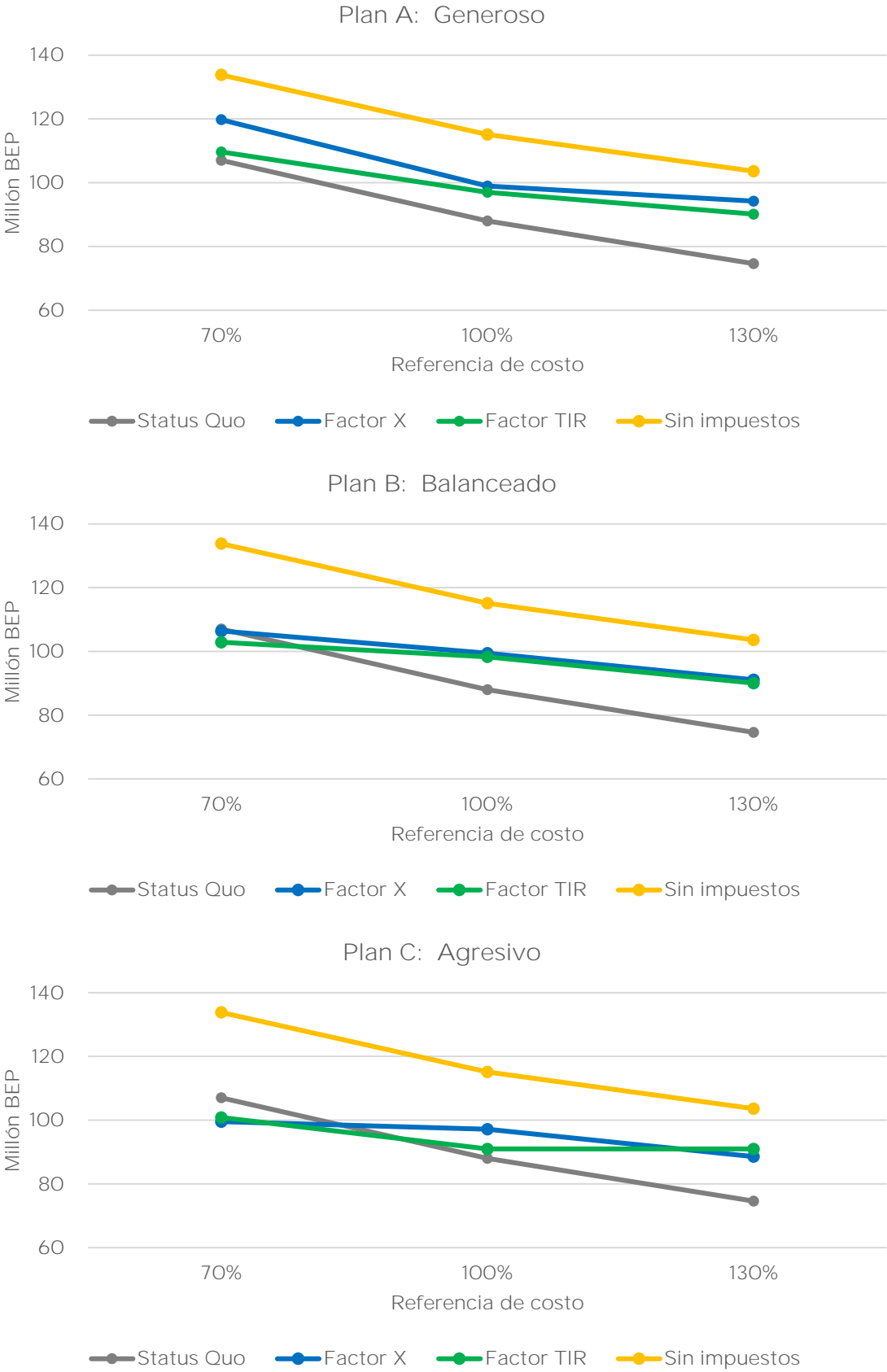


Figura B.6c Sensibilidad de las reservas en riesgo a costos (gas *onshore*, oriente)

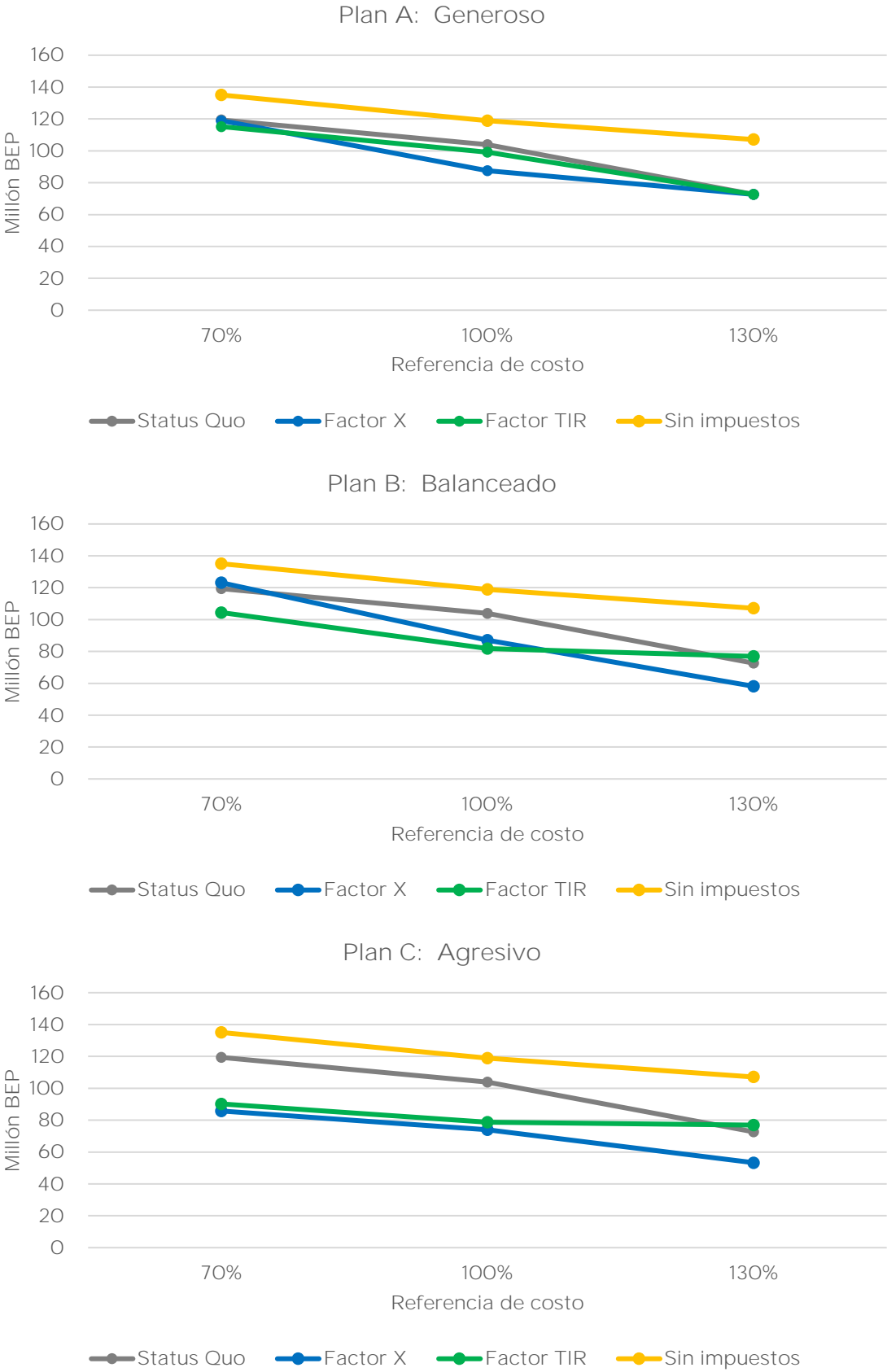


Figura B.6d Sensibilidad de las reservas en riesgo al costo (petróleo pesado, Orinoco)

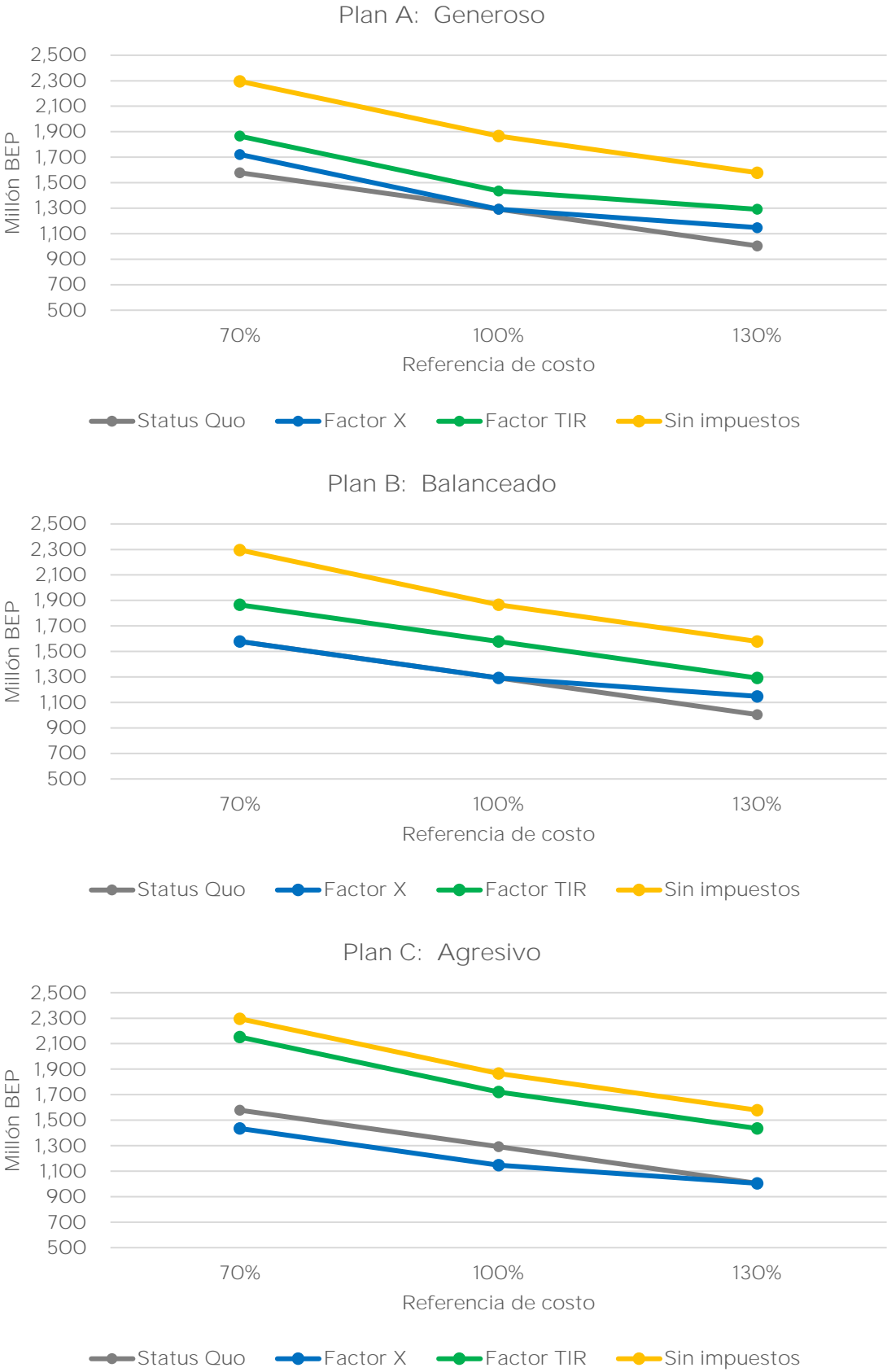


Figura B.7a Sensibilidad de la tasa de extracción a costos (petróleo *onshore*, oriente)

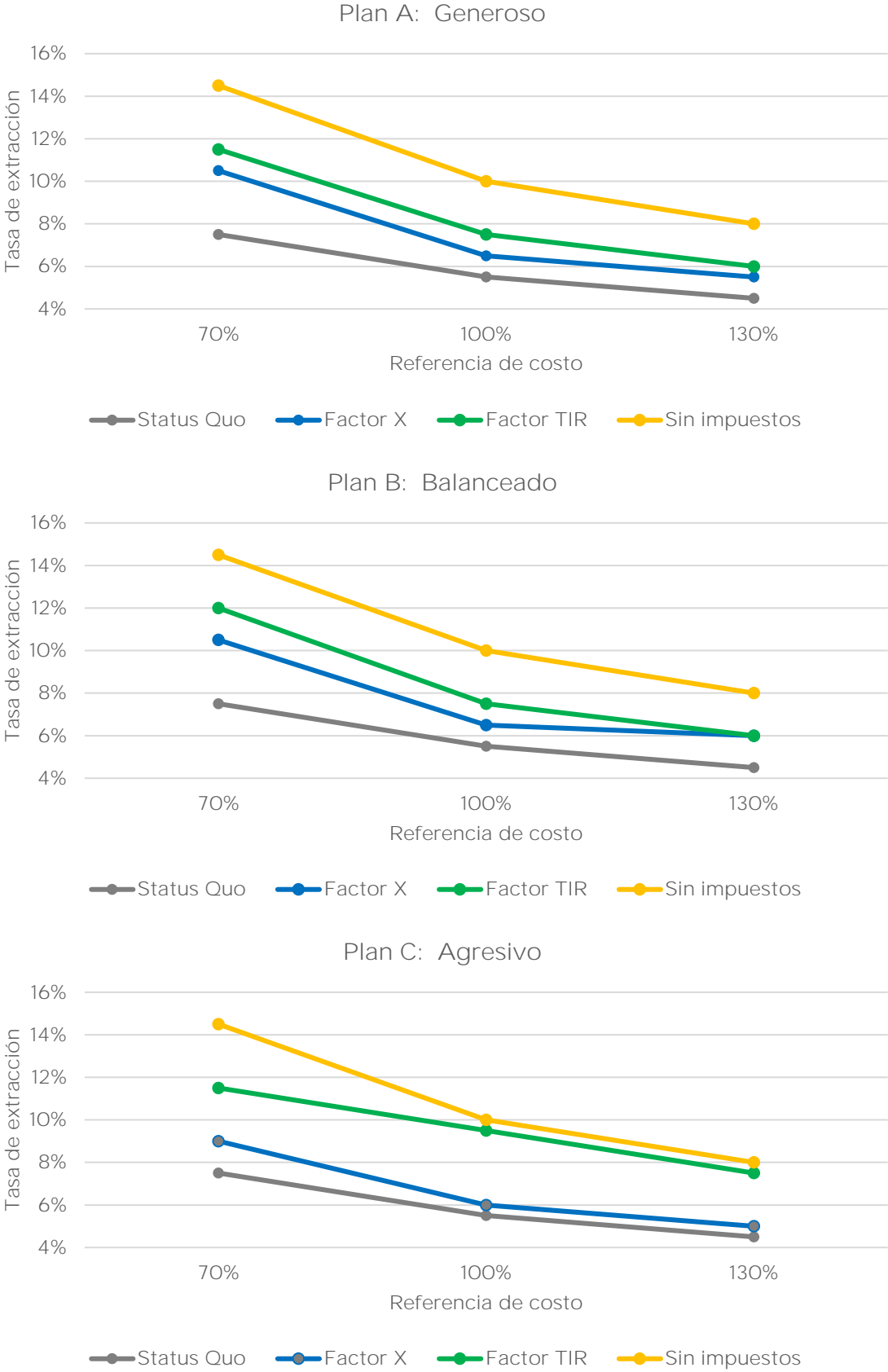


Figura B.7b Sensibilidad de la tasa de extracción a costos (petróleo *onshore*, occidente)

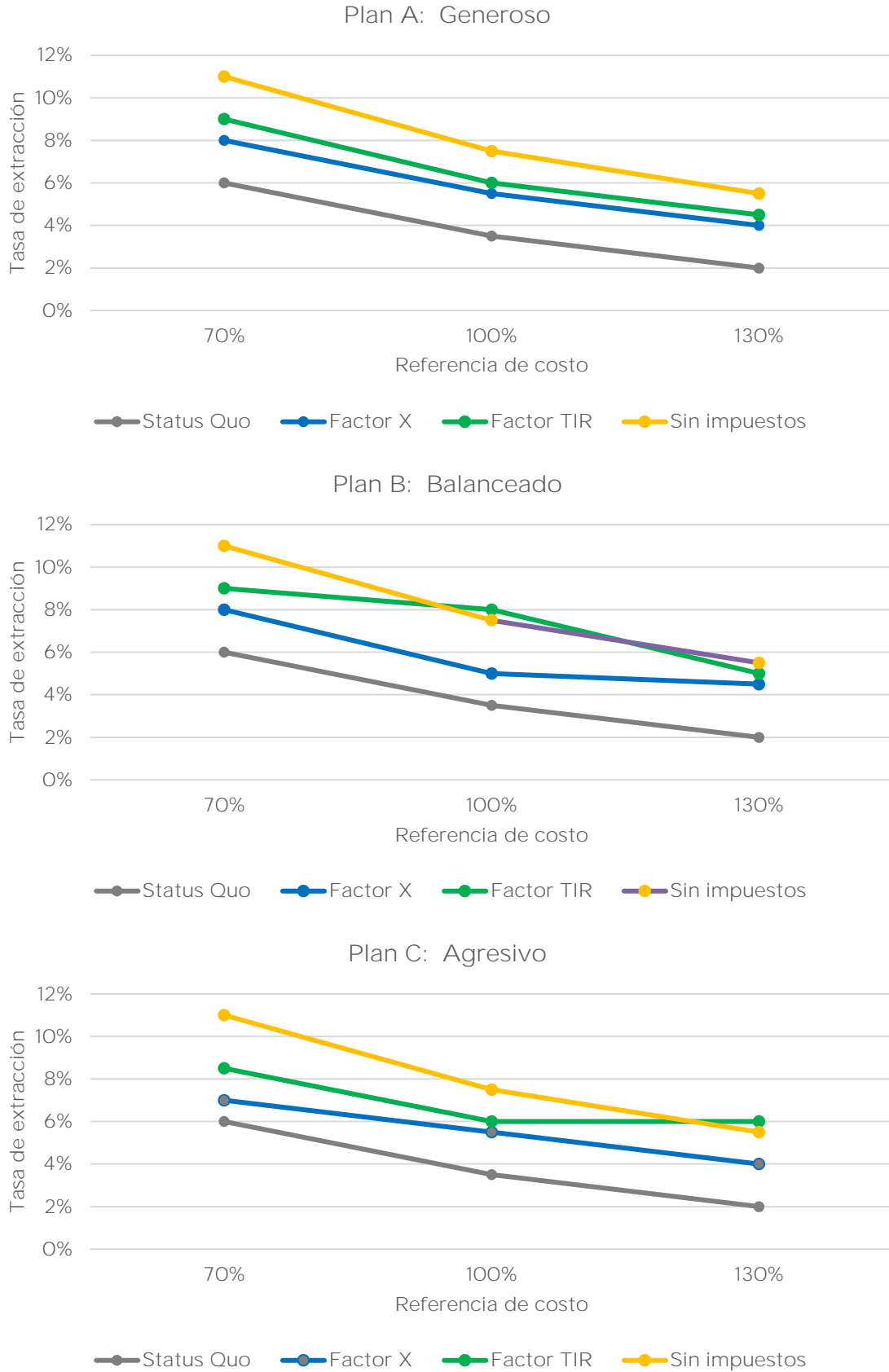


Figura B.7c Sensibilidad de la tasa de extracción a costos (gas *onshore*, oriente)

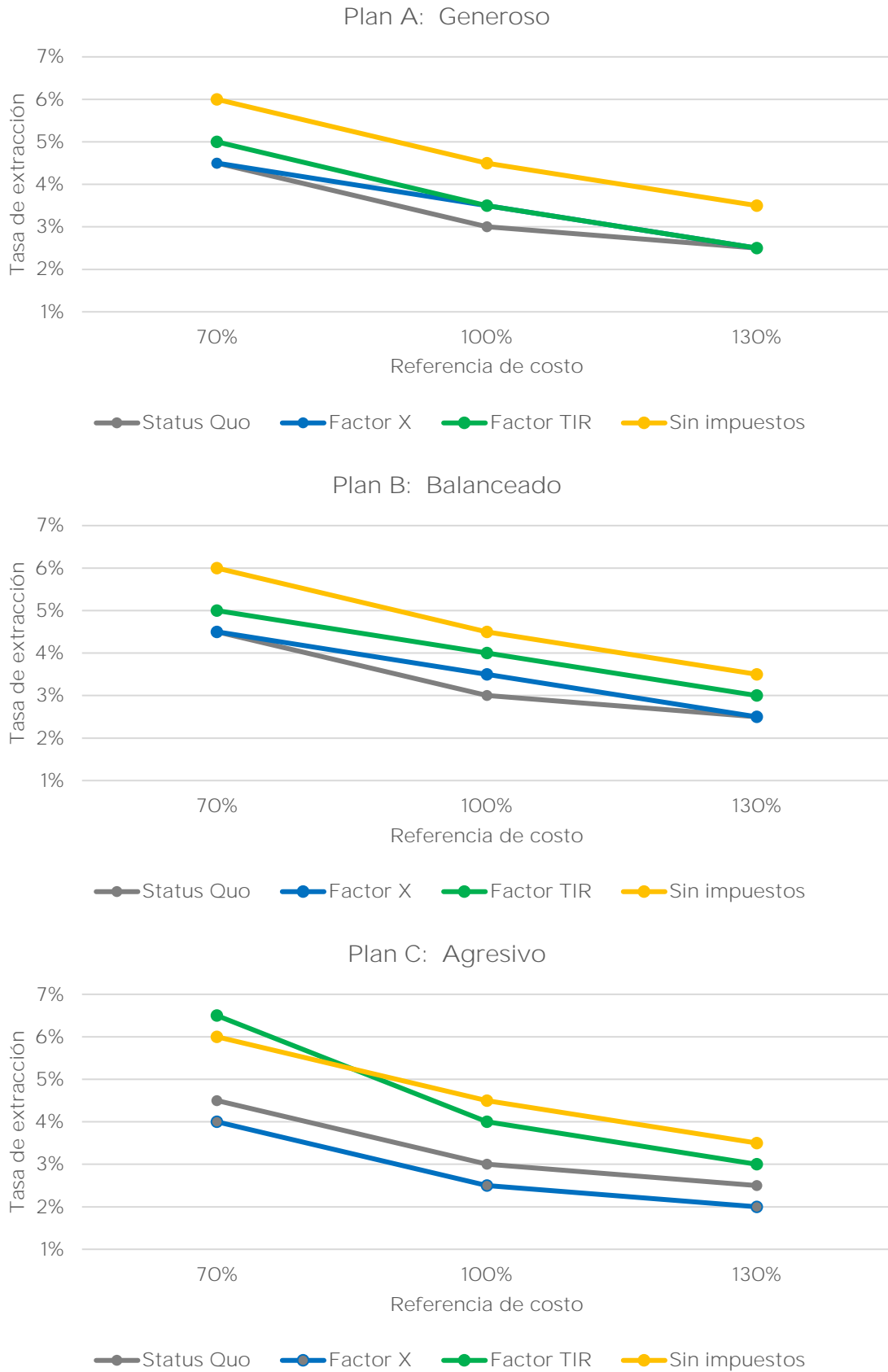


Figura B.7d Sensibilidad de la tasa de extracción al costo (petróleo pesado, Orinoco)

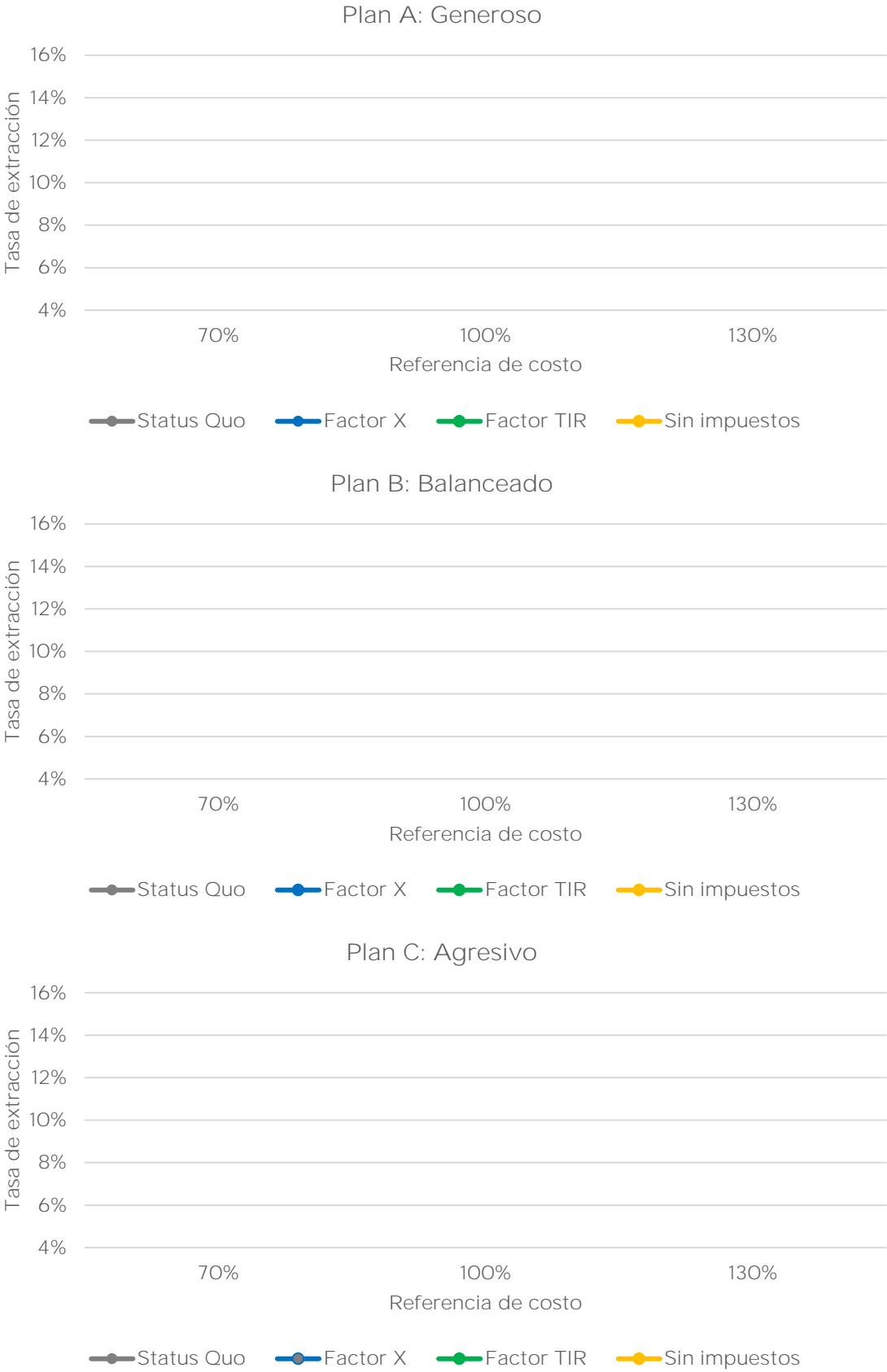


Figura B.8a Sensibilidad de la implementación de EOR a costos (petróleo *onshore*, oriente)

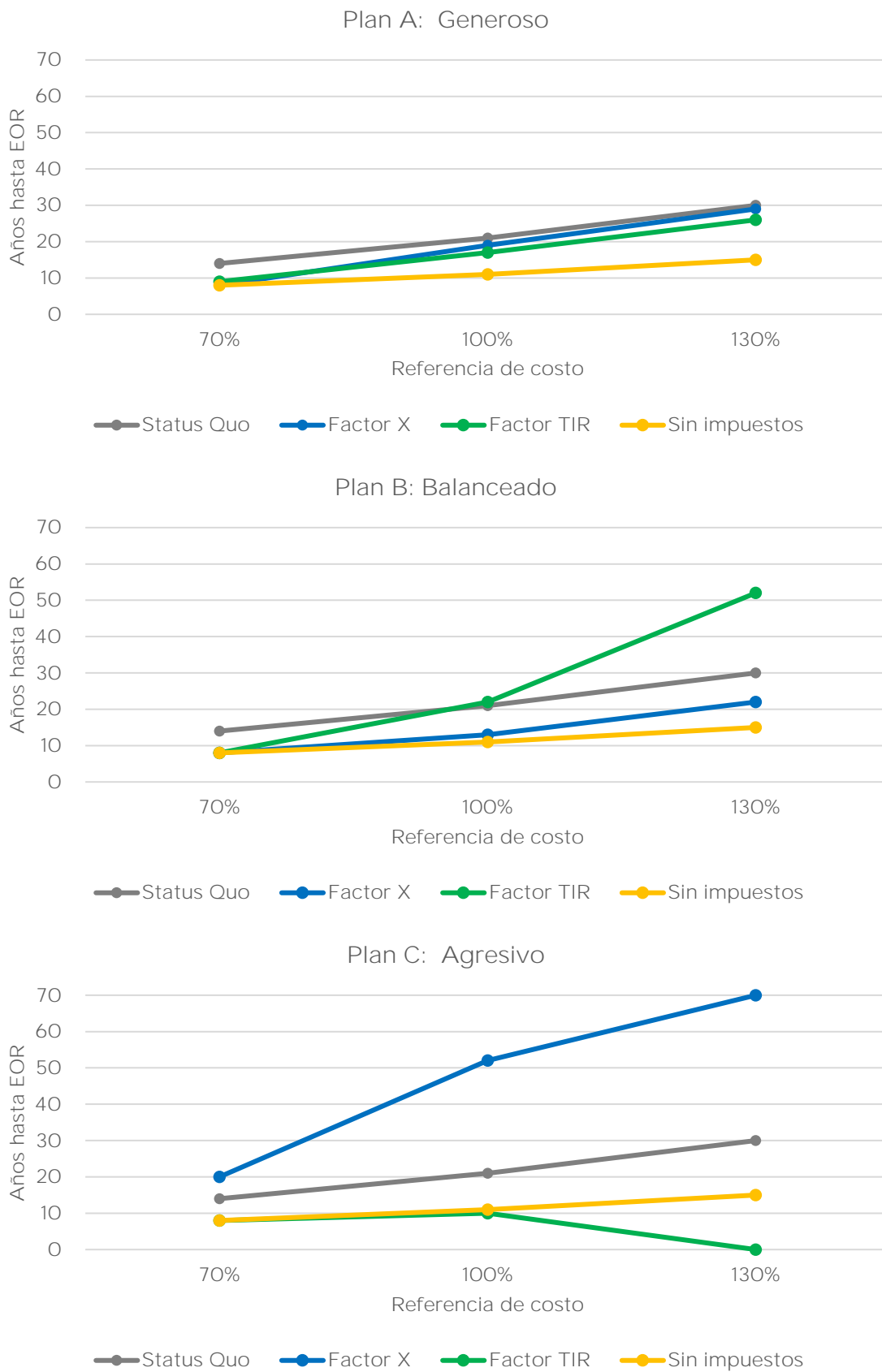


Figura B.8b Sensibilidad de la implementación de EOR a costos (petróleo *onshore*, occidente)

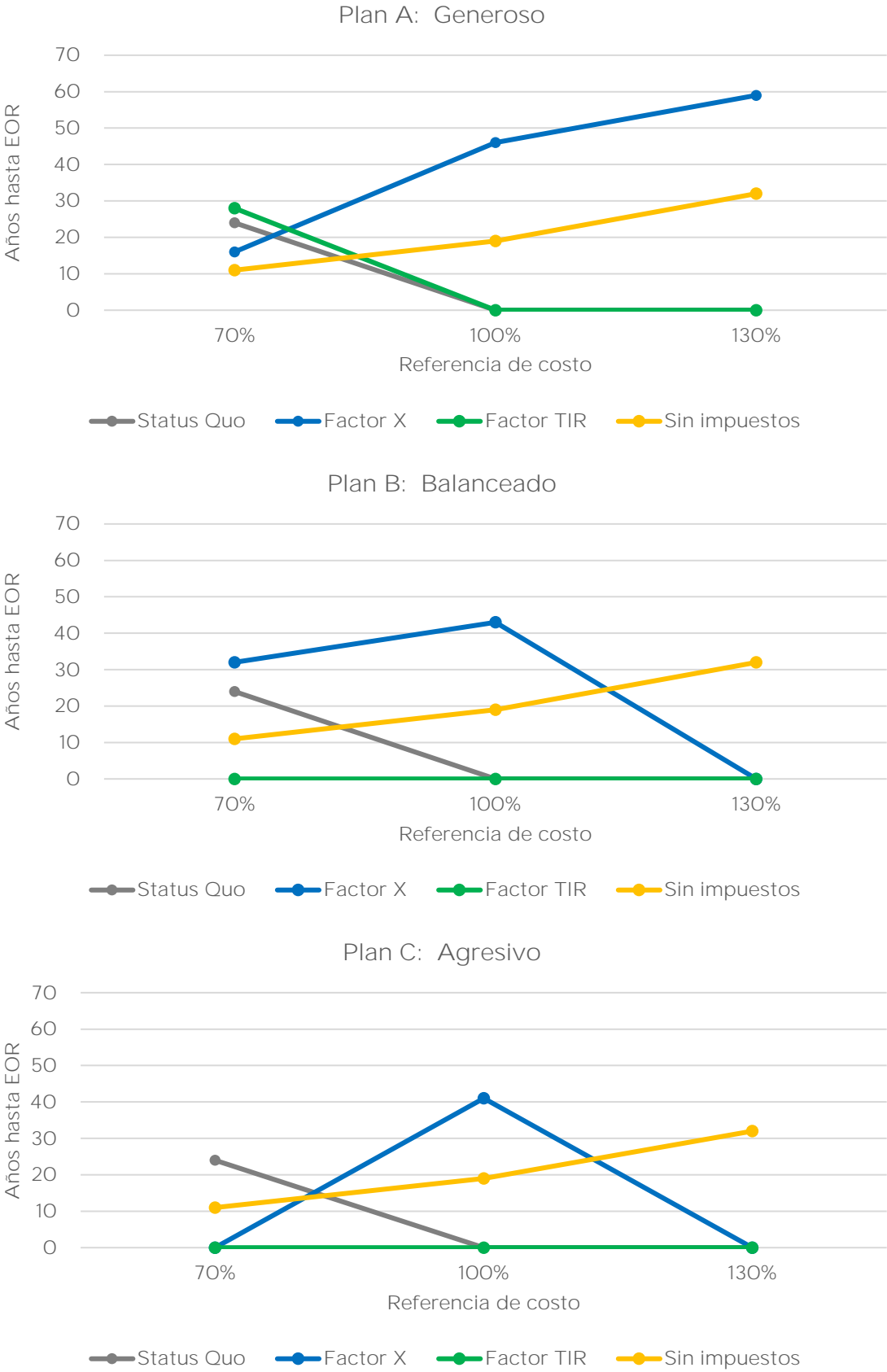


Figura B.8c Sensibilidad de la implementación de EOR a costos (gas *onshore*, oriente)

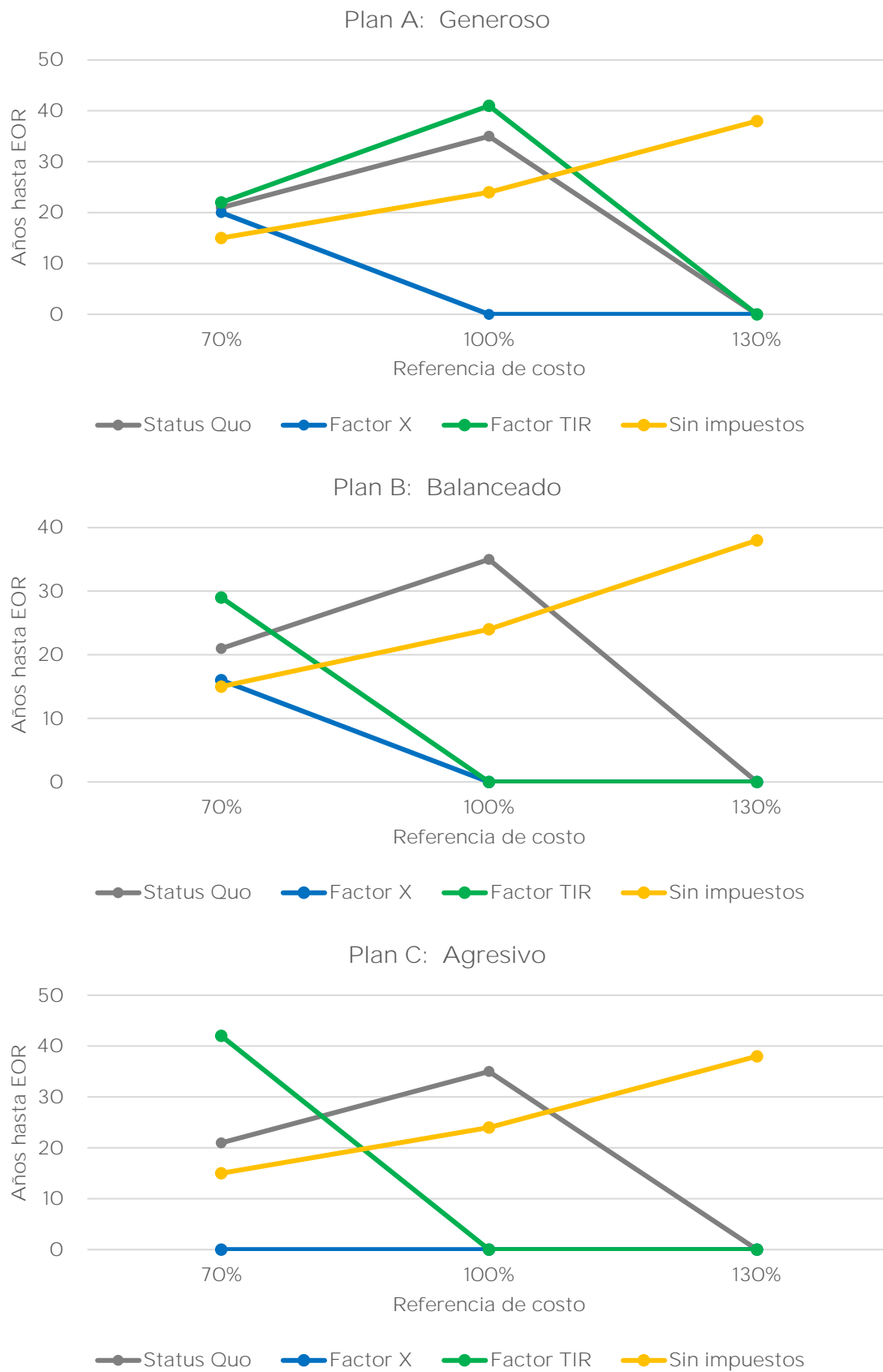


Figura B.9a Sensibilidad del factor de recobro de recursos a costos (petróleo *onshore*, oriente)

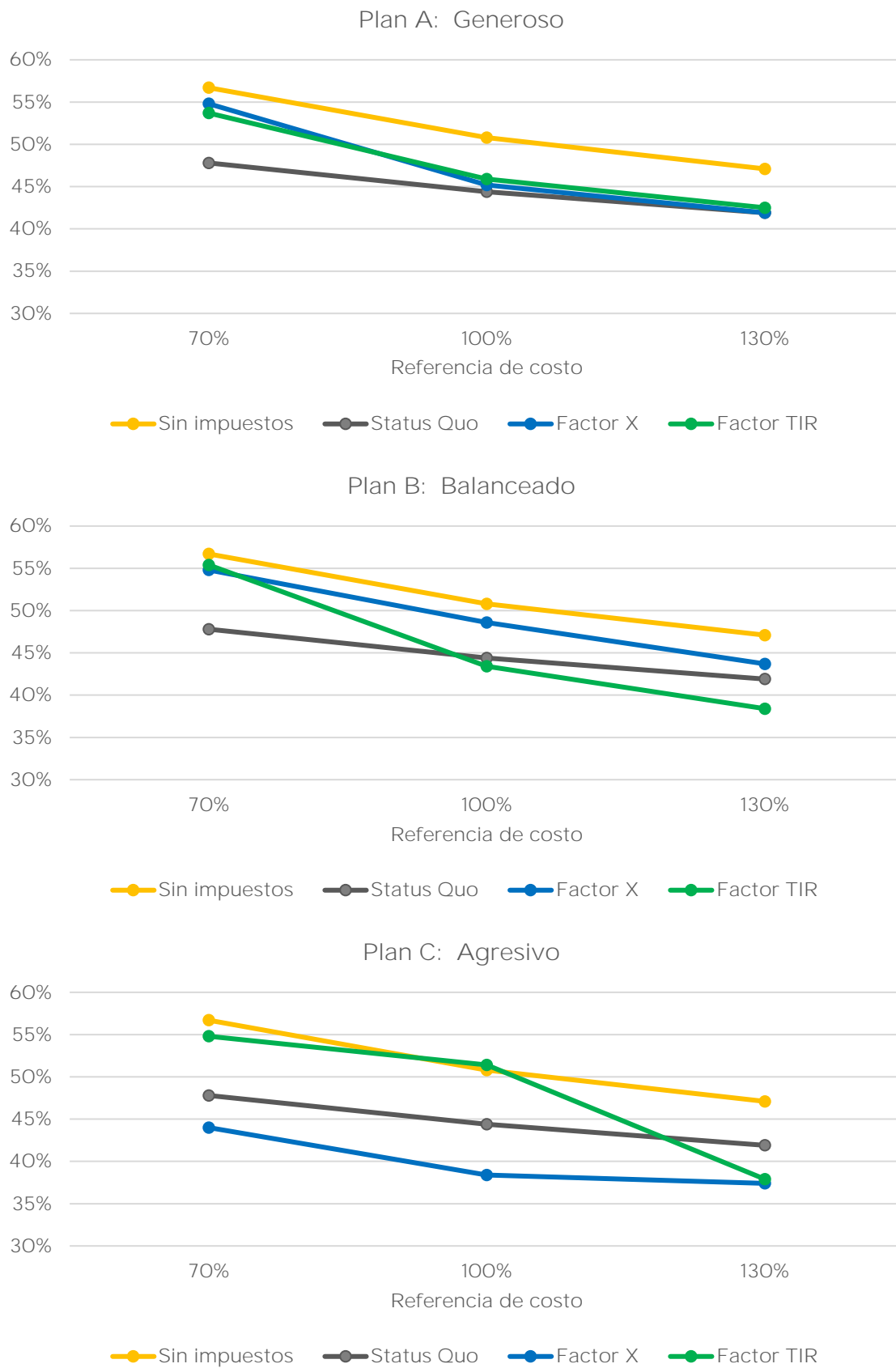


Figura B.9b Sensibilidad del factor de recobro de recursos a costos (petróleo *onshore*, occidente)

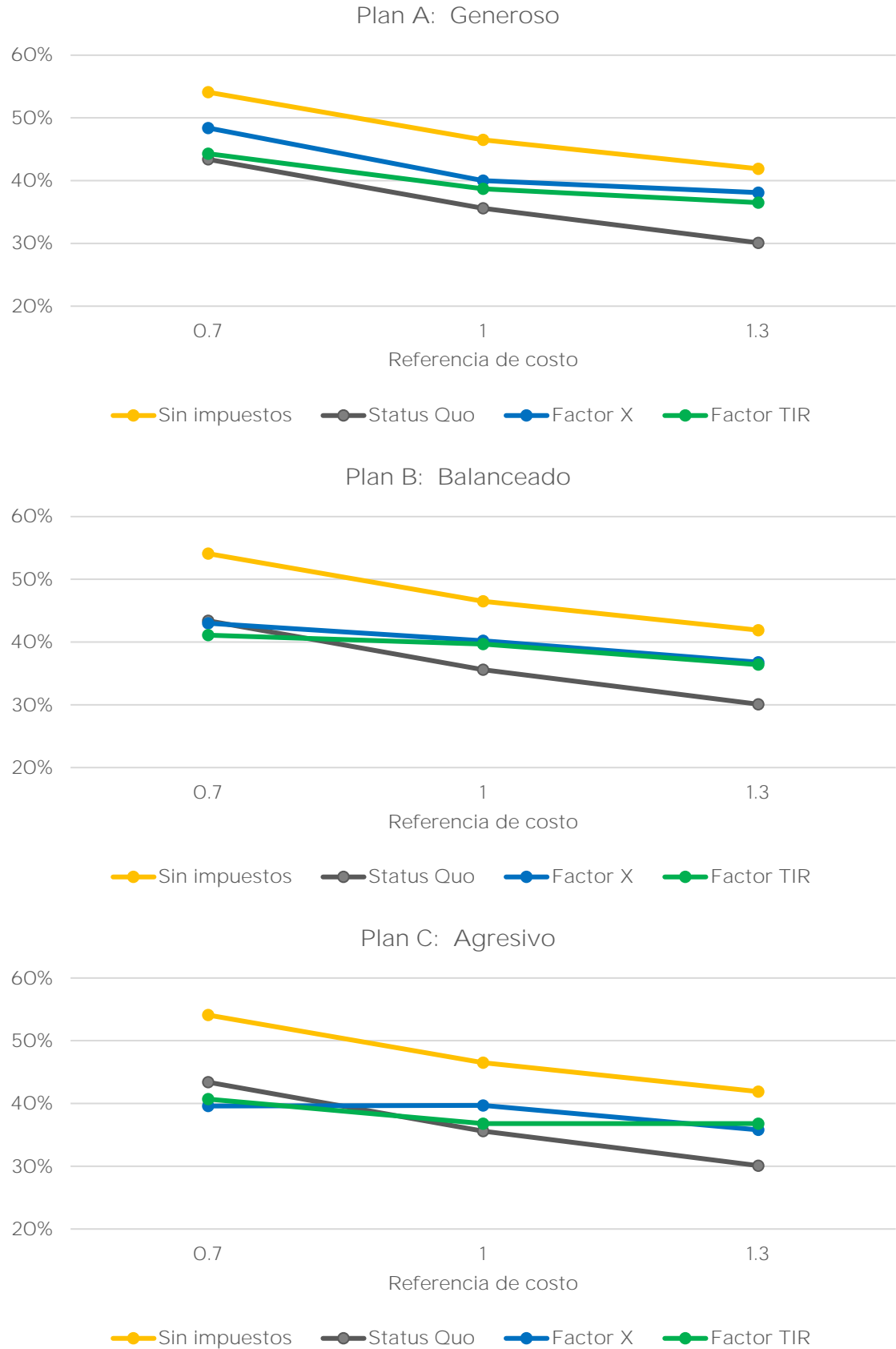


Figura B.9c Sensibilidad del factor de recobro de recursos a costos (gas *onshore*, oriente)

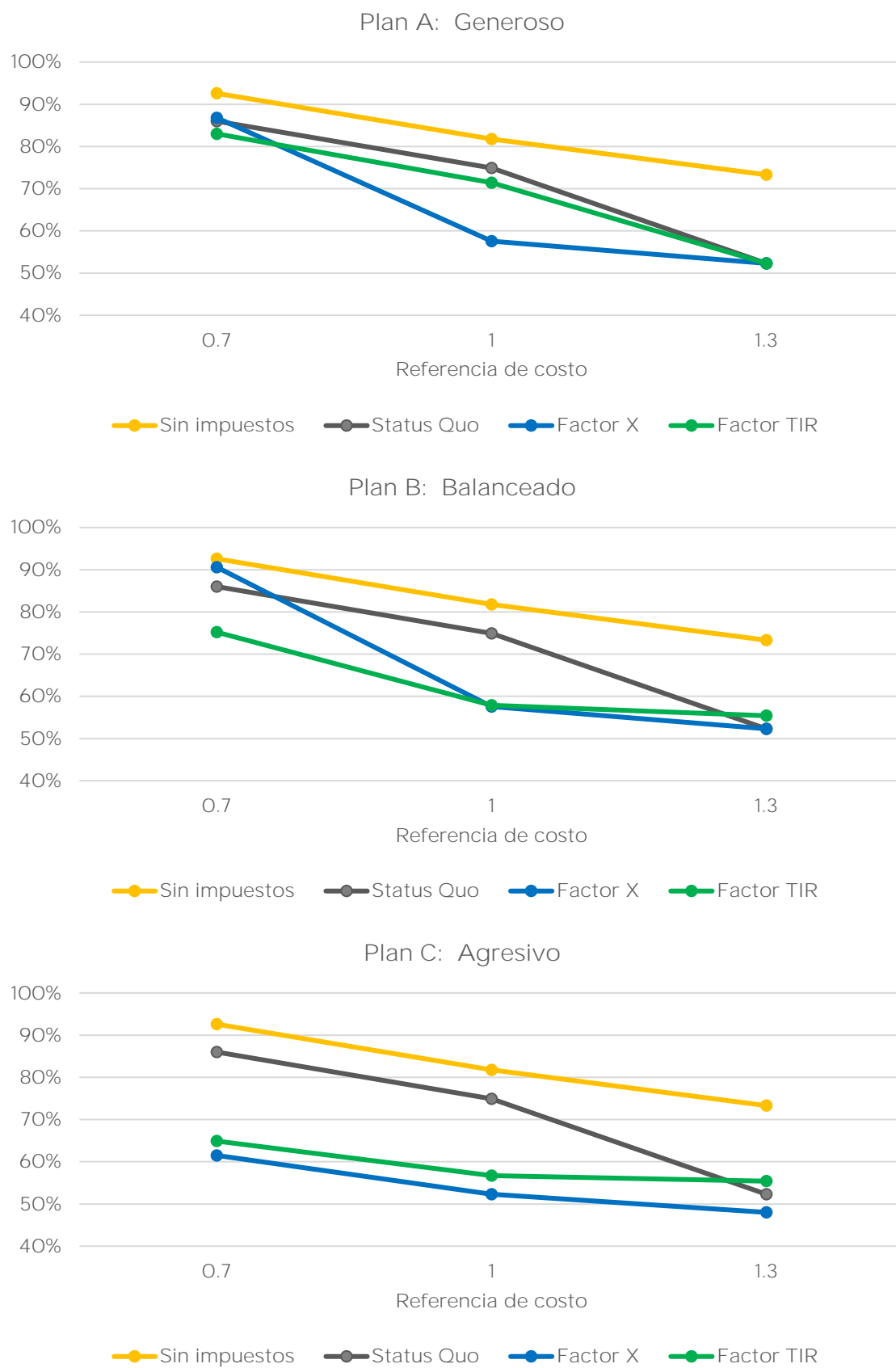


Figura B.9d Sensibilidad del factor de recobro de recursos al costo (petróleo pesado, Orinoco)

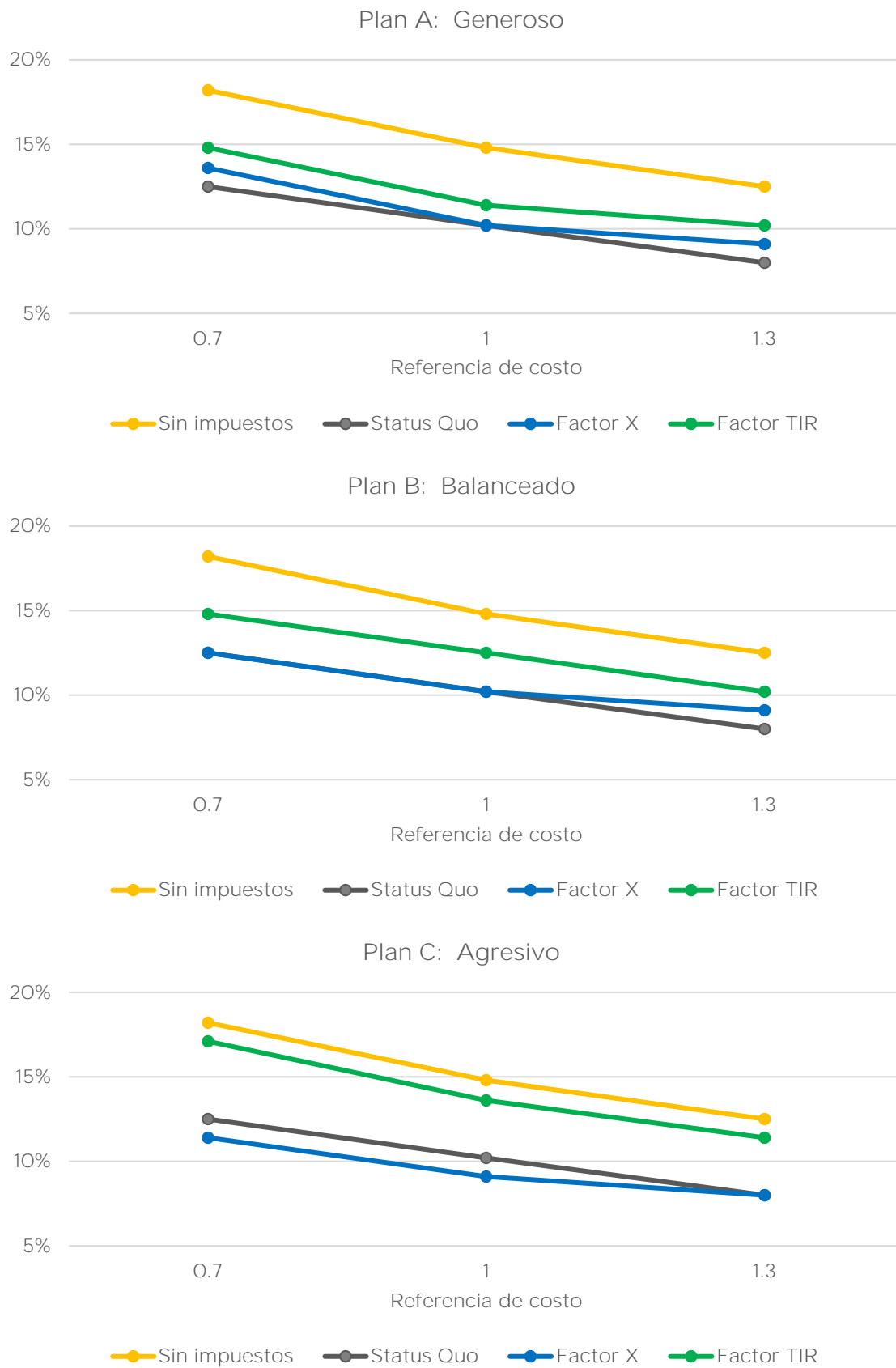


Figura B.10a Sensibilidad del ciclo de vida del proyecto a costos (petróleo *onshore*, oriente)

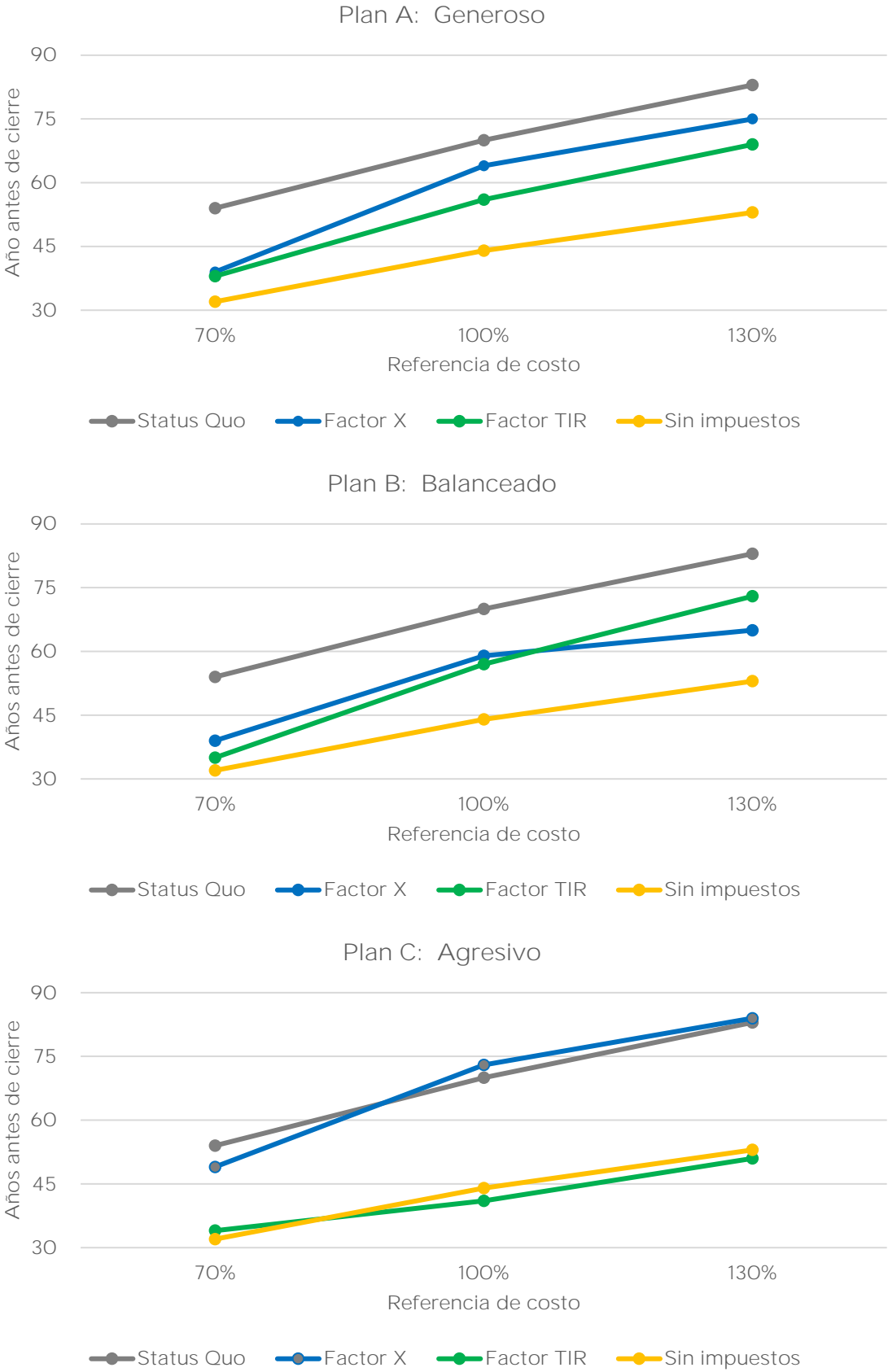


Figura B.10b Sensibilidad del ciclo de vida del proyecto a costos (petróleo *onshore*, occidente)

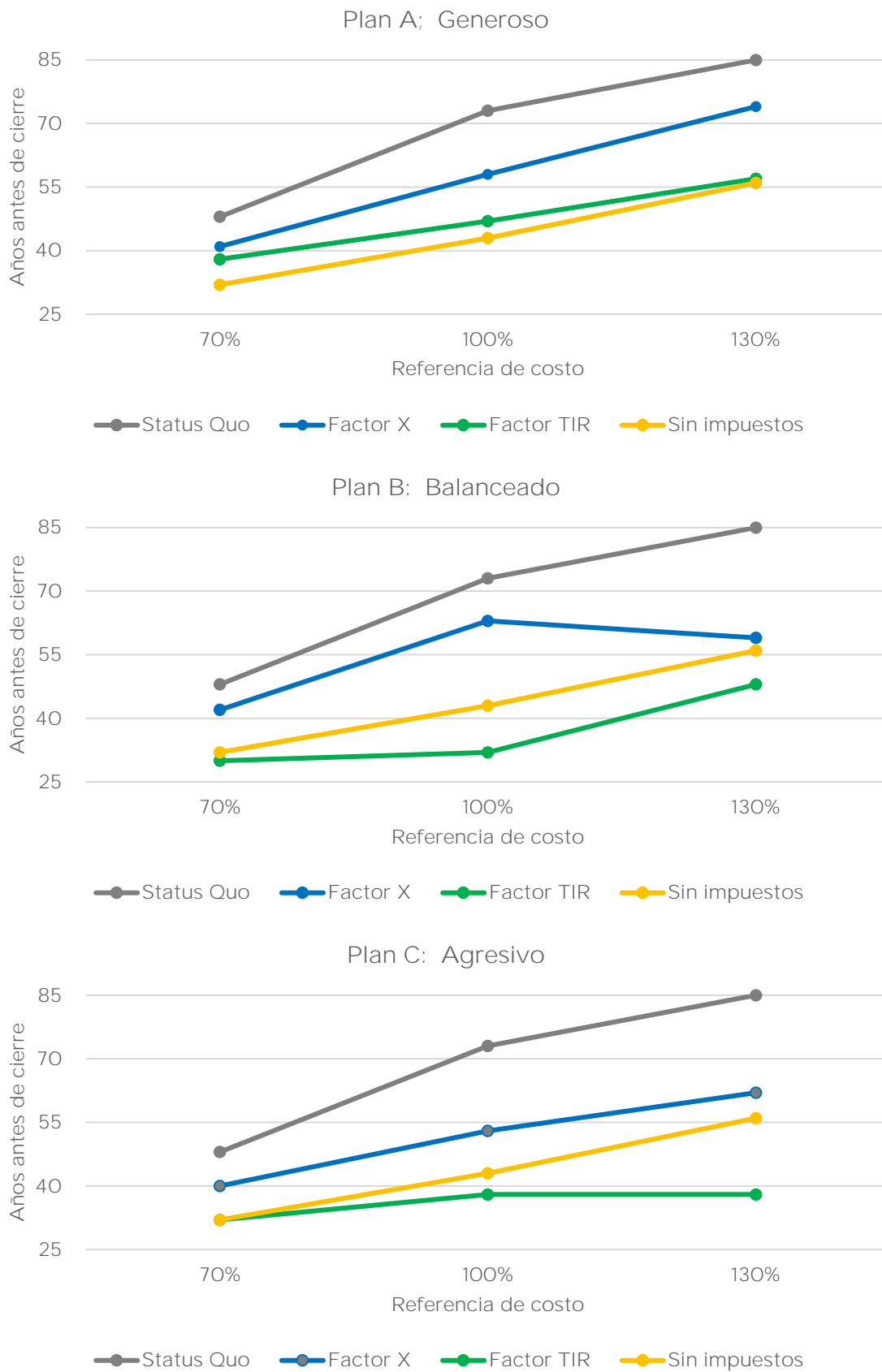


Figura B.10c Sensibilidad del ciclo de vida del proyecto a costos (gas *onshore*, oriente)

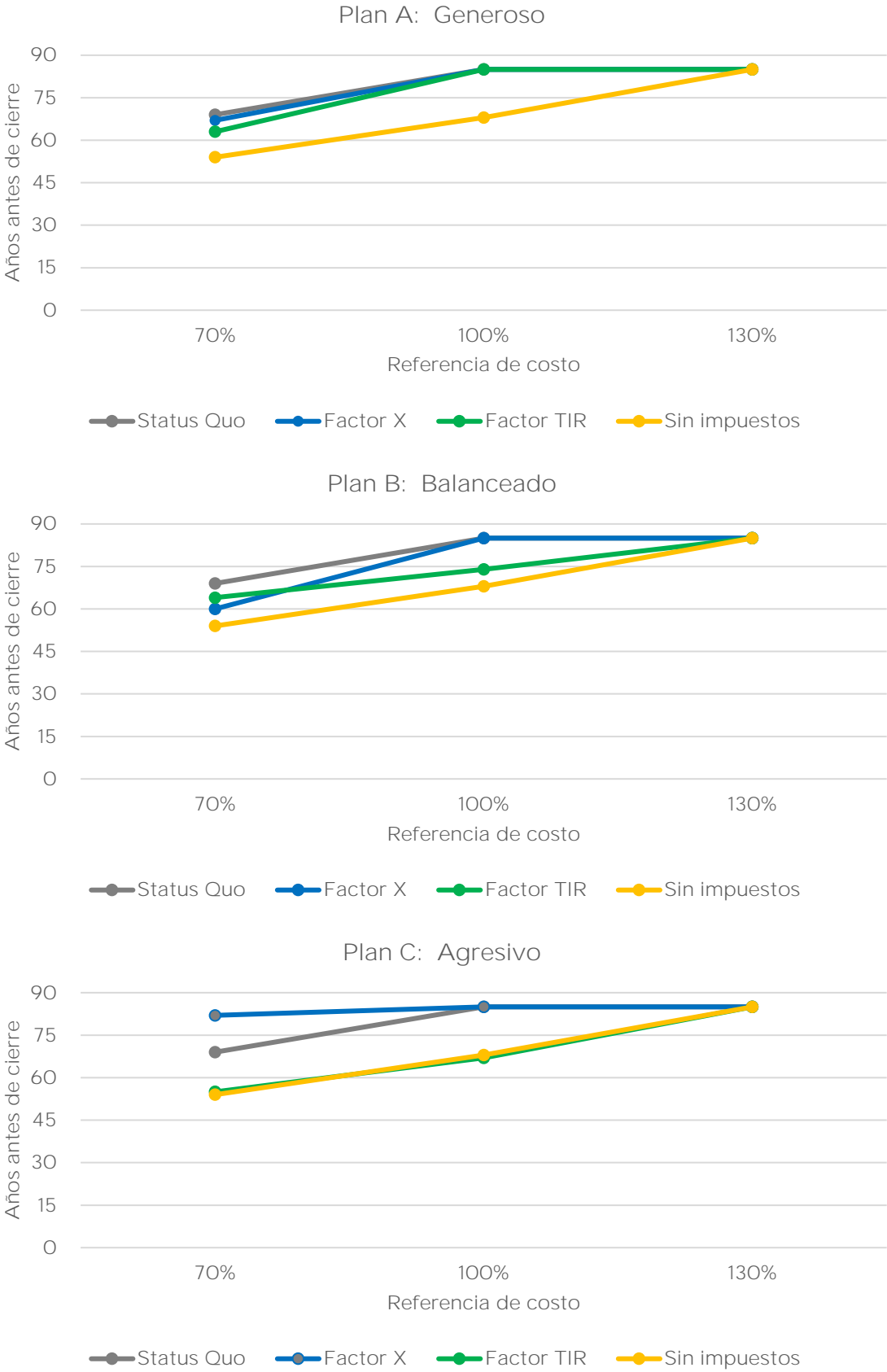


Figura B.10d Sensibilidad del ciclo de vida del proyecto al costo (petróleo pesado, Orinoco)

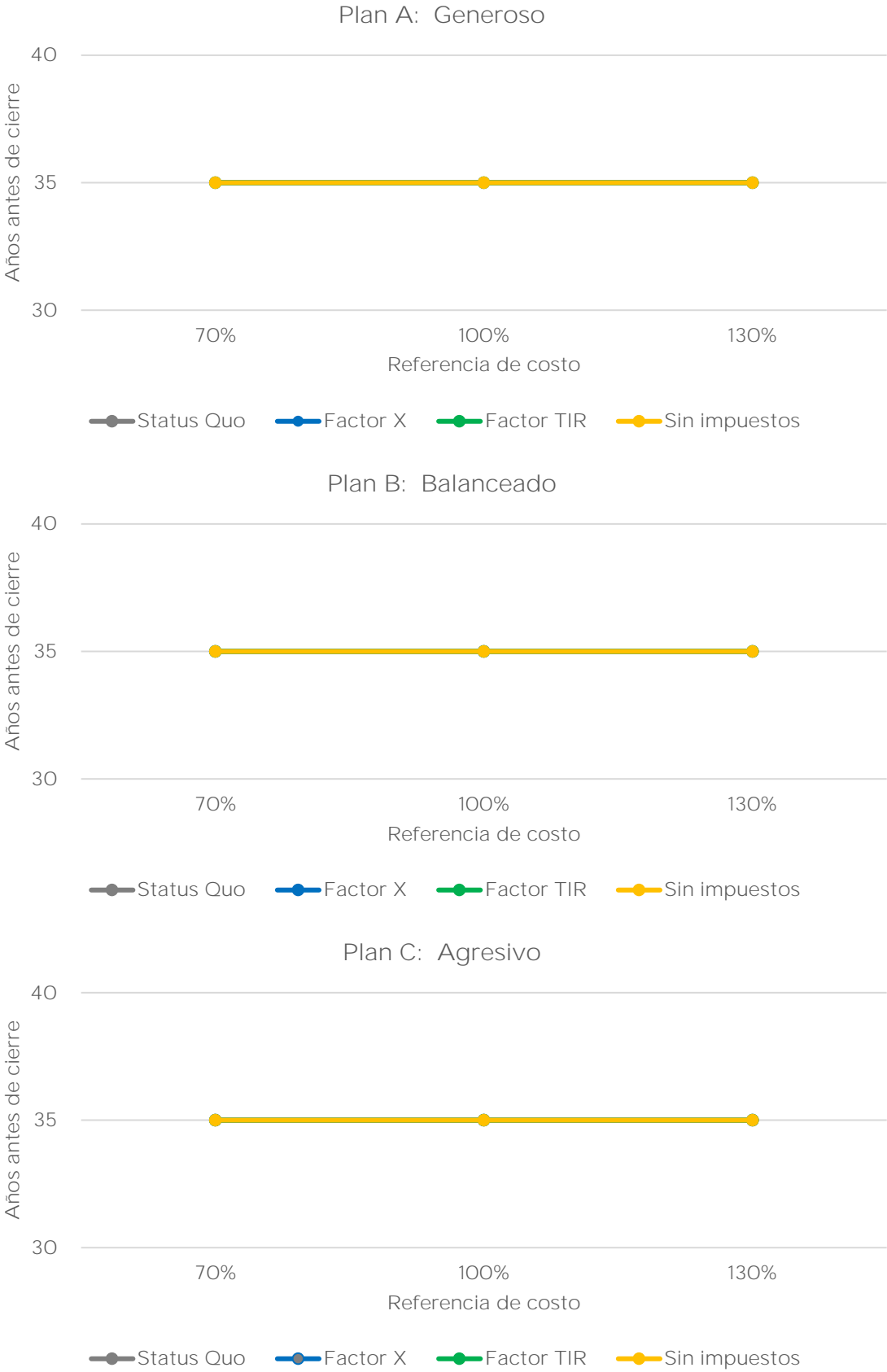


Figura B.11a Sensibilidad del VPN del inversor a costos (petróleo *onshore*, oriente)

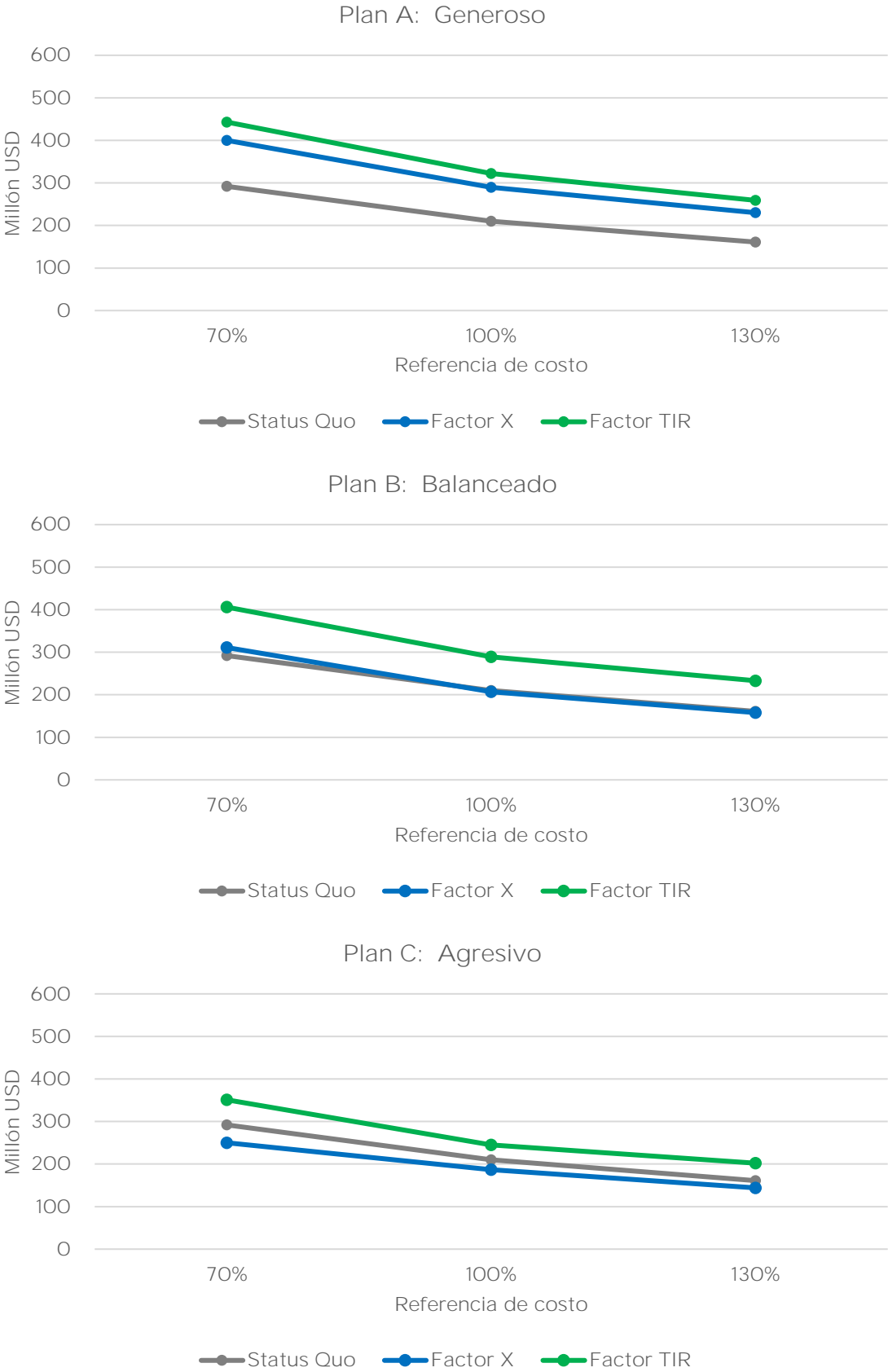


Figura B.11b Sensibilidad del VPN del inversor a costos (petróleo *onshore*, occidente)

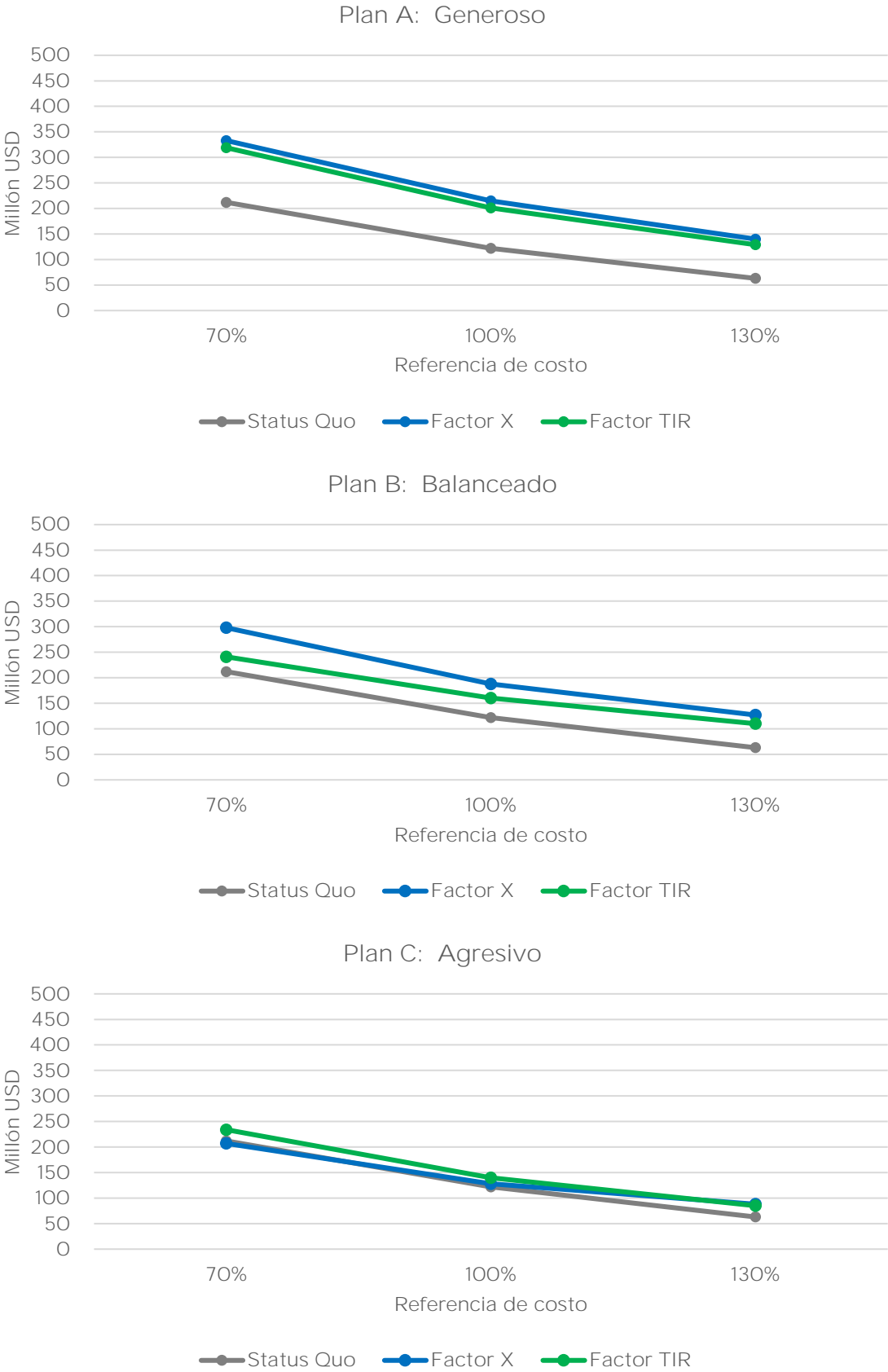


Figura B.11c Sensibilidad del VPN del inversor a costos (gas *onshore*, oriente)

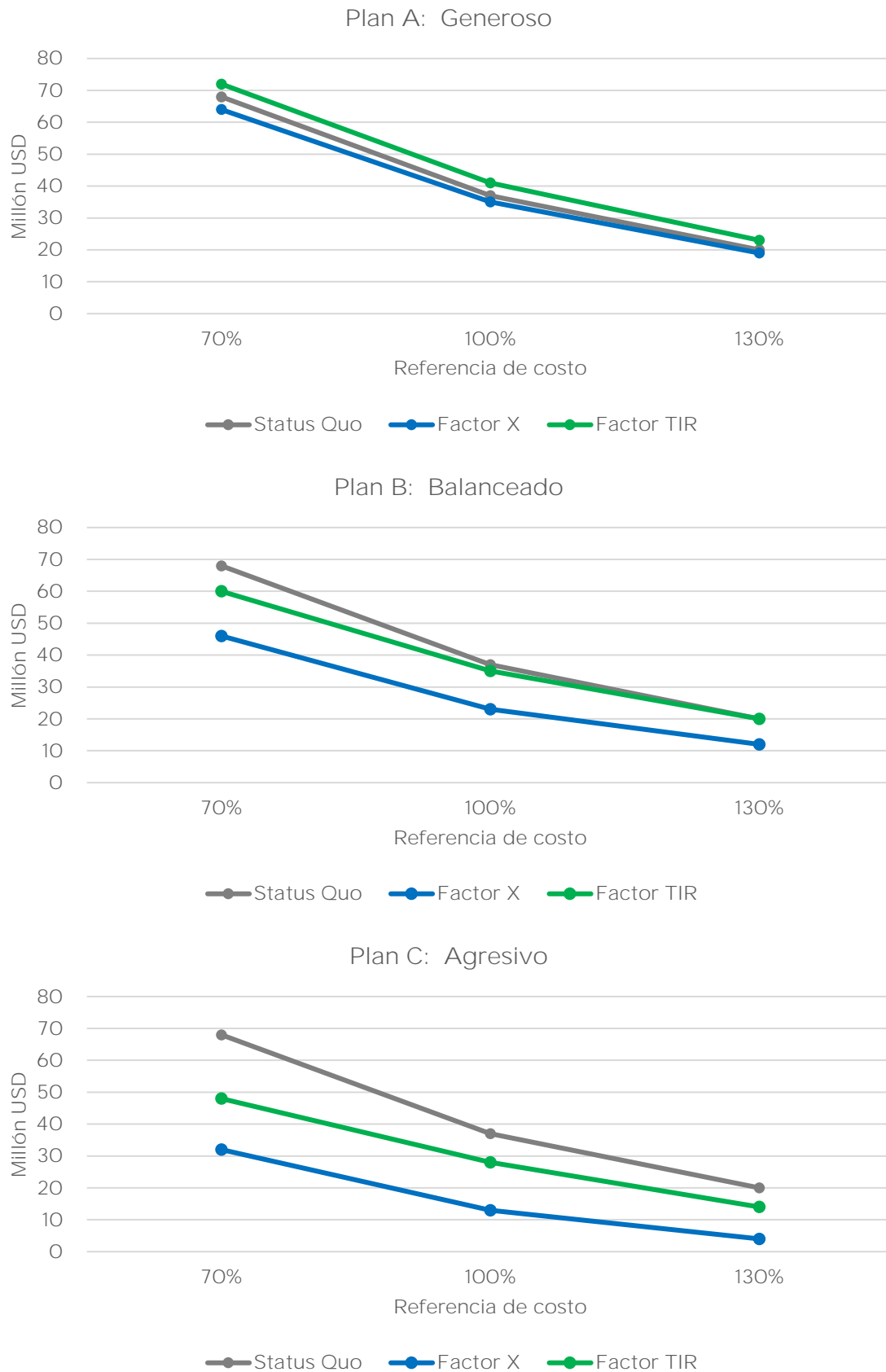


Figura B.11d Sensibilidad del VPN del inversor al costo (petróleo pesado, Orinoco)



Referencias

Anonymous. *The Orinoco Oil Belt – Update*, disponible en línea en:

<https://www.boell.de/sites/default/files/uploads/2012/10/venezuela-orinoco.pdf>

Daugherty, Arron. “China to Invest US \$4bn in Venezuela Oil Production,” BN Americas, 16 mayo 2013.

Davis, Graham A. y James L. Smith. *The Relative Inefficiency of Petroleum Fiscal Regimes in Latin America and the Caribbean*, reporte para el Banco Inter-Americano de Desarrollo, 24 junio 2019.

Ernst & Young, “2017 Global Oil and Gas Tax Guide: Venezuela,” disponible en línea en:

<http://www.ey.com/gl/en/services/tax/global-oil-and-gas-tax-guide---country-list>.

Garantón, Juan Carlos and Valentina Cabrera Medina. *Venezuela: Oil and Gas Regulation 2019*, ICLG Law Firm, disponible en línea en <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/venezuela>.

Jin, Fu, et al. “CNPC studies Orinoco foamy oil flow, horizontal well spacing,” *Oil and Gas Journal*, 5 febrero 2018.

Mommer, Bernard. “The Value of Extra-Heavy Crude Oil from the Orinoco Belt,” *Middle East Economic Survey*, 15 marzo 2004.

Oil and Gas Journal. “Complex well geometries boost Petróleo pesado del Orinoco producing rates,” 28 febrero 2000.

Petroleum Intelligence Weekly. “No Relief in Sight for Venezuela’s Decimated Oil Sector,” 23 abril 2018.

Petroleum Intelligence Weekly. “Venezuela’s Oil Recovery Still Pipe Dream,” 16 julio 2018.

Petzet, Alan. “All about Orinoco,” *Oil and Gas Journal*, 8 febrero 2010.

Place, Michael. “Venezuela, China in Orinoco Heavy Crude Deal,” BN Americas, 20 septiembre 2013.

Place, Michael. “Italy’s ENI in Talks to Boost Venezuelan Oil Production,” BN Americas, 7 marzo 2018.

Place, Michael. “Venezuela inks US\$430mm deal for Orinoco ramp-up,” BN Americas, 29 agosto 2018.

Reuters. “Venezuela’s Chavez hikes windfall tax on oil firms,” *Commodities News*, 22 abril 2011.

Smith, James L. “Petroleum Prospect Valuation and the Option to Drill Again.” *The Energy Journal*, 26:4 (2005).

Smith, James L. "A Parsimonious Model of Tax Avoidance and Distortions in Petroleum Exploration and Development." *Energy Economics*, 43 (mayo 2014).

Talwani, Manik. *The Petróleo pesado del Orinoco Belt in Venezuela (Or Heavy Oil to the Rescue?)*. Baker Institute, Rice University, 1 septiembre 2002.

U.S. Geological Survey. "An Estimate of Recoverable Heavy Oil Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela, *Fact Sheet 2009-3028*, octubre 2009.

Wood Mackenzie. *Petroleum Fiscal Service*, 2017-2018.

Apéndice A: Metodología

The analysis of oil and gas fiscal regimes is adapted from Smith's (2014) model of petroleum exploration, development, and production. The model integrates exploration and development decisions to produce a "full-cycle" analysis of investments and returns. We begin by focusing on a reservoir where the volume of original oil-in-place is fixed and denoted OIP . Where oil and gas are both present, we state resource volumes in terms of barrels of oil equivalent with gas converted at the rate of 6 mcf per barrel (boe).

Primary Production Phase

Recovery of reserves during the initial (primary) phase of production is governed by the initial capital investment (number of wells) and geological properties of the reservoir:

$$R_0 = s \times OIP, \quad (1)$$

... where R_0 represents the volume of primary recovery and s represents the primary recovery factor. According to Total Exploration and Production (2009), the primary recovery factor is typically around 33% and we adopt that value.

During the primary phase of production, output declines exponentially from the initial level at a fixed rate, a , over time:

$$Q_t = Q_0 \times e^{-at} \text{ for } t \geq 0, \quad (2)$$

... where Q_t represents the instantaneous flow of production at time t . The volume of primary reserves is by definition the integral of (3):

$$R_0 = s \times OIP = \int_0^\infty Q_t dt = \frac{Q_0}{a}. \quad (3)$$

It follows that $Q_0 = a \times R_0$, which means the rate of decline and the rate of extraction are the same. Likewise, the volume of primary reserves remaining in the reservoir at time t is given by:

$$R_t = \frac{Q_t}{a} = R_0 \times e^{-at}. \quad (4)$$

The required investment to realize this production profile depends on the rate of extraction (a), which is chosen by the Investor, and the size of the field (OIP) and local conditions as reflected in a regional calibration factor (A), which are fixed exogenously:

$$I(a) = A \times s \times OIP \times a^{1.68}, \quad (5)$$

...where the elasticity with respect to rate of extraction exceeds one, indicating diminishing returns.⁴ Investment requirements may be expressed alternatively in terms of the "capital

⁴ Development of the Orinoco heavy oil project differs from conventional deposits because the project is integrated with construction and operation of a pipeline and upgrader facility. For that reason, a drilling program of multiple wells is scheduled over the life of the project to keep the flow of production to the upgrader facility fairly constant. We therefore set the field decline rate, a , equal to 0.25%. The overall capital cost of development then depends on the scale of the project, which is determined by the primary recovery factor, s , and the volume of original oil-in-place, OIP . Equation 5 then takes the following form: $I(s) = A \times$

coefficient,” which measures the amount of investment in primary development required per initial daily barrel of production:

$$CC(a, A) \equiv \frac{I(a)}{Q_0/365} = 365 \times A \times a^{0.68}. \quad (6)$$

We assume the capital investment is spread equally across three years.⁵ Operating costs are of two types. We assume the Investor incurs a variable cost (VC) per barrel as production occurs, plus an additional annual fixed operating cost (FOC) that is proportional to the installed capital investment.

Enhanced Production Phase

At a time, T , of his choosing the Investor can make an additional investment in enhanced recovery techniques, which are assumed to augment the volume of remaining reserves by the factor λ :

$$Q_t^e = \lambda \times Q_t \text{ for } t \geq T. \quad (7)$$

The extent to which reserves are augmented through EOR depends on the timing of EOR and the state of previous reservoir depletion, as well as on λ . The extent of reservoir depletion is measured by the ratio of remaining primary reserves to the initial volume:

$$d_t = 1 - \frac{R_t}{R_0} = 1 - e^{-at}. \quad (8)$$

The additional investment required for enhanced oil recovery is assumed to depend on the volume of remaining reserves to which EOR is applied ($\lambda \times R_T$) and the state of depletion at the time the EOR investment is made:

$$J(\lambda, T, a) = \frac{Aa^{1.68}\lambda R_T}{d_T}. \quad (9)$$

This is the same functional form that applied to investment in the primary phase of recovery, but scaled inversely by the state of depletion.

Optimal Development

At the time of initial development, and based on the Investor's choice of rate of extraction (a), the onset of EOR (T), and the time at which the field is decommissioned (\bar{T}), the present value of the oil field net of taxes is given by:

$$\pi^e(a, T, \bar{T}) = \int_0^T (P_t - VC) \times Q_t \times e^{-rt} dt + \int_T^{\bar{T}} (P_t - VC) \times Q_t^e \times e^{-rt} dt - \int_0^{\bar{T}} [I_t(a) + FOC_t(a)] e^{-rt} dt - \int_0^{\bar{T}} \tau_t(a, T, \bar{T}) \times e^{-rt} dt - \frac{e^{-(a+r)T}}{1-e^{-aT}} \times \lambda \times I(a) - D \times e^{-r\bar{T}}, \quad (10)$$

$(s/.15)^{1.68} \times OIP$, where 0.15 is a numeraire from which increasing marginal costs are calculated, and the optimization of profit is with respect to s (recovery factor) rather than a (extraction rate).

⁵ In the case of the Orinoco heavy oil project, capital expenditures are spread over the life of the project as needed to maintain sufficient wells to produce constant production from the field. See the footnote immediately above.

...where $\tau_t(a, T, \bar{T})$ reflects the net payment of taxes under a given fiscal regime, D represents decommissioning costs incurred at the end of field life, \bar{T} represents the time at which the field is decommissioned, and $I_t(a)$ represents the portion of total primary capex, $I(a)$, expended at time t . Optimal development of the field is identified by maximizing Equation 10 with respect to the three choice parameters (a, T, \bar{T}) using the method of grid search.

Exploration Phase

The Investor is assumed to hold the right to drill a sequence of exploratory wells that target a given prospect. Each well is assumed to cost X , of which a fixed percentage (δ) represents intangible costs. We let RF be a 0/1 indicator that determines whether, according to the given fiscal regime, intangible costs may be expensed against the corporate income tax. After-tax cash flow for the period in which the exploratory well is drilled is then given by: $-X \times [1 - \delta \times CIT \times (1 - RF)]$, where CIT represents the marginal corporate income tax rate.

Tangible exploration costs are carried forward to offset future income. Thus, total exploration costs (tangible and intangible) carried forward after a series of n wells has been drilled is given by :

$$CF(n) = n \times X \times [1 - \delta \times (1 - RF)]. \quad (11)$$

Success of each exploratory well is predicted by a physical discovery process in which there are assumed to be four possible outcomes in terms of the size of deposit:

$$\begin{aligned} \text{Small Field: } OIP &= OIP_1 \\ \text{Medium Field: } OIP &= OIP_2 \\ \text{Large Field: } OIP &= OIP_3 \\ \text{Dry Hole: } OIP &= 0 \end{aligned}$$

Drilling of the prospect is assumed to continue until a discovery is made or the Investor gives up, whichever comes first. The probability of outcome i from well j is denoted p_j^i , and is determined according to the discovery model of Smith (2005) which entails increasing dry hole risk after each successive failure. Let α represent the conditional probability that any given exploratory well will find a commercial field given that the prospect is charged with hydrocarbons and let β represent the unconditional probability that the prospect has been charged with hydrocarbons. Dry hole risk then must increase with each additional failure according to:

$$p_n^4 = \frac{\alpha(1-\alpha)^{n-1}\beta}{(1-\alpha)^{n-1}\beta + (1-\beta)}, \text{ for } n = 1, 2, \dots \quad (12)$$

We assume the relative likelihoods of the three commercial field types are given by q_1, q_2, q_3 , the complete set of discovery probabilities at each stage of exploration is then established:

$$p_n^i = (1 - p_n^4) \times q_i, \text{ for } i = 1, 2, 3. \quad (13)$$

The expected net present value of any individual exploratory well in the sequence is given by:

$$V^n = \sum_{j=1}^3 \frac{p_n^j \times \Pi^e(a^*, T^*, \bar{T}^* | OIP_j)}{e^{-r\Delta t}} - X \times [1 - \delta \times CIT \times (1 - RF)], \quad (14)$$

... where the present value is computed relative to the date of drilling, $\Pi^e(a^*, T^*, \bar{T}^* | OIP_j)$ represents the optimized present value of the field as determined from the development phase, r represents the Investor's annual discount rate, and Δt represents the elapsed time between exploration and field development.

Integration of Exploration and Development

The full-cycle, after-tax net present value of the complete exploratory sequence is given by the value of each of the N wells that constitute the exploration "campaign" (V^n for $n = 1, 2, \dots, N$) multiplied by the probability that each of those wells gets drilled, denoted ϕ^n . Each of the N wells is drilled if and only if all preceding wells in the sequence were dry. Thus:

$$\phi^n = \prod_{j=0}^{n-1} p_j^4, \quad (15)$$

...where for convenience we define $p_0^4 = 1$. The expected full-cycle, after-tax net present value of an exploration campaign that would be abandoned after N dry holes is then given by:

$$NPV^{FC}(N) = \sum_{j=1}^N \frac{V^j \phi^j}{(1+r)^{j+\Delta w}}, \quad (16)$$

...where Δw represents the time elapsed between each exploration well. Thus, the value of the Investor's right to exploit the prospect in question is given by:

$$\max_N NPV^{FC}(N). \quad (17)$$

Apéndice B: Tabulación completa de resultados de simulación

Tabla Apéndice 1a: Proyecto de petróleo *greenfield*, oriente (todos los escenarios de precio)

Resumen de resultados de petróleo *onshore*, oriente (costo = 100% de referencia)

Govt. Take								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0.0%	82%	76%	74%	85%	76%	85%	81%
\$ 55	0.0%	81%	75%	72%	82%	76%	83%	80%
\$ 65	0.0%	79%	74%	72%	81%	75%	81%	80%
\$ 75	0.0%	79%	73%	73%	81%	76%	81%	80%
\$ 85	0.0%	78%	74%	72%	80%	75%	81%	79%
Govt. NPV (\$million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0	414	426	430	476	445	433	492
\$ 55	0	607	626	610	674	640	638	698
\$ 65	0	792	806	840	894	849	818	979
\$ 75	0	1,059	1,046	1,123	1,207	1,185	1,096	1,285
\$ 85	0	1,305	1,369	1,430	1,549	1,496	1,360	1,600
DWL								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	20%	11%	7%	10%	7%	19%	3%
\$ 55	0%	18%	9%	8%	11%	7%	16%	4%
\$ 65	0%	19%	12%	7%	12%	9%	19%	2%
\$ 75	0%	18%	12%	5%	8%	4%	17%	1%
\$ 85	0%	19%	10%	4%	7%	3%	19%	2%
Investment, Medium Field Size (\$million, real)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	1,753	552	731	858	887	661	370	1,003
\$ 55	2,425	841	1,171	1,268	1,484	1,027	665	1,608
\$ 65	3,233	1,105	1,402	1,753	1,900	1,481	786	3,341
\$ 75	4,352	1,459	1,832	3,029	2,874	3,184	1,155	4,008
\$ 85	5,583	1,802	2,561	3,839	3,918	4,008	1,594	4,527
Unrisked Recovery Factor, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	46%	40%	41%	41%	43%	38%	36%	39%
\$ 55	49%	43%	43%	44%	47%	39%	38%	42%
\$ 65	51%	44%	45%	46%	49%	43%	38%	51%
\$ 75	54%	46%	47%	52%	51%	52%	39%	52%
\$ 85	56%	47%	49%	53%	54%	53%	43%	53%
Risked Reserves (million boe)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	147	126	128	129	130	118	113	119
\$ 55	155	133	134	137	144	123	118	129
\$ 65	163	139	144	147	150	138	122	160
\$ 75	173	145	149	163	160	164	123	168
\$ 85	181	151	155	170	173	170	136	171
Fiscal Inefficiency								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	30%	16%	11%	13%	11%	27%	4%
\$ 55	0%	26%	13%	12%	14%	10%	23%	5%
\$ 65	0%	31%	18%	10%	16%	13%	29%	2%
\$ 75	0%	27%	19%	7%	11%	5%	26%	1%
\$ 85	0%	31%	15%	6%	9%	5%	29%	2%
Fiscal Yield								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	66%	68%	68%	76%	71%	69%	78%
\$ 55	0%	66%	69%	67%	74%	70%	70%	76%
\$ 65	0%	64%	65%	67%	72%	68%	66%	79%
\$ 75	0%	65%	64%	69%	74%	73%	67%	79%
\$ 85	0%	63%	66%	69%	75%	72%	66%	77%
Investor NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	629	90	135	153	89	137	79	117
\$ 55	913	146	207	232	143	208	131	179
\$ 65	1,245	210	290	322	207	289	187	245
\$ 75	1,628	282	386	425	284	380	251	330
\$ 85	2,069	364	490	547	380	501	315	434
Combined IOC + Govt NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	629	504	561	583	565	582	512	609
\$ 55	913	753	833	842	817	848	769	877
\$ 65	1,245	1,003	1,096	1,162	1,101	1,138	1,005	1,224
\$ 75	1,628	1,341	1,432	1,548	1,491	1,565	1,347	1,615
\$ 85	2,069	1,669	1,859	1,977	1,929	1,997	1,675	2,034
Max Exploration Wells								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	4	3	3	3	3	3	3	3
\$ 55	4	3	3	3	3	3	3	3
\$ 65	5	3	4	4	3	3	4	3
\$ 75	5	4	4	4	4	4	4	3
\$ 85	5	4	4	4	4	4	4	4
Extraction Rate, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	7.5%	4.0%	5.0%	5.5%	5.0%	5.5%	4.0%	7.0%
\$ 55	8.5%	5.0%	6.5%	6.5%	6.0%	7.0%	5.5%	8.5%
\$ 65	10.0%	5.5%	6.5%	7.5%	6.5%	7.5%	6.0%	9.5%
\$ 75	11.5%	6.5%	7.5%	8.5%	8.0%	9.0%	7.5%	10.5%
\$ 85	13.5%	7.0%	9.0%	10.0%	9.0%	10.5%	8.0%	12.0%
Onset of EOR, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	17	36	34	31	25	65	-	48
\$ 55	13	27	25	22	16	43	63	25
\$ 65	11	21	19	17	13	22	52	10
\$ 75	9	18	16	10	10	10	40	9
\$ 85	8	15	13	9	8	9	22	9
Abandonment, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	56	85	82	75	76	79	85	61
\$ 55	50	76	65	64	63	63	77	50
\$ 65	44	70	64	56	59	57	73	41
\$ 75	39	61	57	48	49	44	59	35
\$ 85	34	57	48	42	43	39	54	33
Following Results Pertain to the Medium Field Size								
Half-Cycle Govt. Take								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0.0%	77%	72%	70%	80%	72%	80%	77%
\$ 55	0.0%	77%	73%	70%	80%	73%	81%	77%
\$ 65	0.0%	77%	71%	70%	80%	72%	80%	78%
\$ 75	0.0%	77%	71%	71%	80%	74%	80%	78%
\$ 85	0.0%	76%	72%	71%	79%	74%	80%	77%
Half-Cycle Govt. NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0	925	957	959	1072	985	952	1104
\$ 55	0	1,355	1,413	1,363	1,557	1,421	1,453	1,558
\$ 65	0	1,769	1,779	1,836	2,038	1,857	1,860	2,180
\$ 75	0	2,327	2,308	2,466	2,728	2,611	2,467	2,816
\$ 85	0	2,867	3,000	3,142	3,391	3,286	3,039	3,510
Half-Cycle DWL								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	18%	10%	6%	9%	7%	19%	2%
\$ 55	0%	16%	7%	7%	7%	6%	14%	3%
\$ 65	0%	18%	12%	7%	9%	8%	17%	0%
\$ 75	0%	17%	12%	5%	6%	3%	16%	1%
\$ 85	0%	19%	10%	4%	7%	3%	18%	2%
Half-Cycle Investor NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	1,467	274	369	415	266	381	241	335
\$ 55	2,090	398	529	591	384	537	352	474
\$ 65	2,815	542	712	791	524	720	473	625
\$ 75	3,654	702	921	1,016	692	921	608	811
\$ 85	4,619	881	1,148	1,283	904	1,183	740	1,038
Half-Cycle Fiscal Inefficiency								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	29%	15%	10%	12%	10%	29%	3%
\$ 55	0%	25%	10%	10%	10%	9%	20%	4%
\$ 65	0%	28%	18%	10%	12%	13%	26%	0%
\$ 75	0%	27%	18%	7%	9%	5%	23%	1%
\$ 85	0%	30%	16%	6%	10%	5%	28%	2%
Half-Cycle Fiscal Yield								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	63%	65%	65%	73%	67%	65%	75%
\$ 55	0%	65%	68%	65%	74%	68%	70%	75%
\$ 65	0%	63%	63%	65%	72%	66%	66%	77%
\$ 75	0%	64%	63%	67%	75%	71%	68%	77%
\$ 85	0%	62%	65%	68%	73%	71%	66%	76%

Tabla Apéndice 1b: Proyecto de petróleo *greenfield*, oriente (todos los escenarios de costo)

Resumen de resultados de petróleo *onshore*, oriente (precio, petróleo = \$65; precio, gas = \$3)

Govt. Take								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	78%	75%	73%	81%	75%	82%	79%
100%	0%	79%	74%	72%	81%	75%	81%	80%
130%	0%	80%	75%	72%	83%	75%	83%	79%
Govt. NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0	1,057	1,203	1,182	1,293	1,251	1,105	1,295
100%	0	793	806	840	894	849	818	979
130%	0	662	679	672	753	693	704	766
DWL								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	20%	5%	4%	5%	2%	20%	2%
100%	0%	19%	12%	7%	12%	9%	19%	2%
130%	0%	18%	10%	8%	10%	8%	16%	4%
Investment, Medium Field Size (\$ million, real)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	4,179	1,422	3,124	3,047	3,124	3,511	1,347	3,381
100%	3,233	1,105	1,402	1,753	1,900	1,481	786	3,341
130%	2,663	914	1,158	1,361	1,516	1,021	735	1,384
Unrisked Recovery Factor, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	56.7%	47.8%	54.8%	53.7%	54.8%	55.4%	44.0%	54.8%
100%	50.8%	44.4%	45.2%	45.9%	48.6%	43.4%	38.4%	51.4%
130%	47.1%	41.9%	41.9%	42.5%	43.7%	38.4%	37.4%	37.9%
Risky Reserves (million boe)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	182	153	175	171	175	177	138	175
100%	163	139	144	147	150	138	122	160
130%	151	131	131	133	137	120	116	119
Fiscal Inefficiency								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	32%	7%	5%	6%	2%	30%	3%
100%	0%	31%	18%	10%	16%	13%	29%	2%
130%	0%	28%	15%	12%	13%	12%	23%	5%
Fiscal Yield								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	63%	71%	70%	77%	74%	65%	77%
100%	0%	64%	65%	67%	72%	68%	66%	79%
130%	0%	66%	67%	67%	75%	69%	70%	76%
IOC NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	1,688	292	400	443	311	406	250	351
100%	1,245	210	290	322	207	289	187	245
130%	1,009	161	230	259	158	233	144	202
Combined IOC + Govt NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	1,688	1,349	1,603	1,625	1,604	1,657	1,355	1,646
100%	1,245	1,003	1,096	1,162	1,101	1,138	1,005	1,224
130%	1,009	823	909	931	911	926	848	968

Max Exploration Wells								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	5	4	4	4	4	4	3	4
100%	5	3	4	4	3	4	3	3
130%	5	3	3	3	3	3	3	3
Extraction Rate, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	14.5%	7.5%	10.5%	11.5%	10.5%	12.0%	9.0%	11.5%
100%	10.0%	5.5%	6.5%	7.5%	6.5%	7.5%	6.0%	9.5%
130%	8.0%	4.5%	5.5%	6.0%	6.0%	6.0%	5.0%	7.5%
Onset of EOR, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	8	14	8	9	8	8	20	8
100%	11	21	19	17	13	22	52	10
130%	15	30	29	26	22	52	70	-
Abandonment, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	32	54	39	38	39	35	49	34
100%	44	70	64	56	59	57	73	41
130%	53	83	75	69	65	73	84	51
Following Results Pertain to the Median Field Size								
Half-Cycle Govt. Take								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0.0%	76%	74%	71%	79%	74%	81%	77%
100%	0.0%	77%	71%	70%	80%	72%	80%	78%
130%	0.0%	77%	72%	70%	81%	72%	81%	76%
Half-Cycle Govt. NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0	2,323	2,666	2,596	2,864	2,747	2,500	2,836
100%	0	1,769	1,779	1,836	2,038	1,857	1,860	2,180
130%	0	1,476	1,500	1,498	1,751	1,533	1,605	1,705
Half-Cycle DWL								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	19%	4%	4%	4%	2%	18%	2%
100%	0%	18%	12%	7%	9%	8%	17%	0%
130%	0%	17%	10%	7%	6%	8%	14%	3%
Half-Cycle Investor NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	3,785	724	950	1,056	752	976	603	855
100%	2,815	542	712	791	524	720	473	625
130%	2,301	433	581	652	414	594	380	528
Half-Cycle Fiscal Inefficiency								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	32%	6%	5%	6%	2%	27%	3%
100%	0%	28%	18%	10%	12%	13%	26%	0%
130%	0%	27%	15%	10%	8%	11%	20%	4%
Half-Cycle Fiscal Yield								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	61%	70%	69%	76%	73%	66%	75%
100%	0%	63%	63%	65%	72%	66%	66%	77%
130%	0%	64%	65%	65%	76%	67%	70%	74%

Tabla Apéndice 2a: Proyecto de petróleo *brownfield*, occidente (todos los escenarios de precio)

Resumen de resultados de petróleo *onshore*, occidente (costo = 100% de referencia)

Govt. Take								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0.0%	84%	75%	77%	77%	81%	84%	86%
\$ 55	0.0%	82%	72%	76%	76%	81%	84%	84%
\$ 65	0.0%	80%	72%	74%	75%	80%	83%	82%
\$ 75	0.0%	80%	72%	74%	75%	80%	83%	82%
\$ 85	0.0%	80%	72%	72%	74%	80%	82%	80%
Govt. NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0	162	235	253	241	264	264	284
\$ 55	0	314	358	403	396	444	453	459
\$ 65	0	499	553	587	554	649	640	645
\$ 75	0	716	775	791	808	881	897	897
\$ 85	0	967	1,017	983	1,015	1,142	1,127	1,093
DWL								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	43%	6%	2%	6%	2%	6%	1%
\$ 55	0%	31%	10%	4%	6%	0%	3%	2%
\$ 65	0%	24%	6%	4%	9%	1%	6%	4%
\$ 75	0%	20%	4%	5%	4%	2%	4%	3%
\$ 85	0%	18%	4%	8%	7%	3%	7%	8%
Investment, Medium Field Size (\$ million, real)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	530	65	299	339	305	339	271	494
\$ 55	849	154	366	494	451	671	494	580
\$ 65	1,269	271	625	671	553	1,088	641	671
\$ 75	1,655	414	934	939	939	1,189	1,026	1,088
\$ 85	2,259	706	1,349	1,013	1,047	1,452	1,093	976
Unrisked Recovery Factor, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	39.1%	26.1%	37.3%	36.1%	37.2%	35.2%	35%	36%
\$ 55	43.8%	33.0%	38.0%	37.3%	38.6%	37.5%	37%	35%
\$ 65	46.5%	35.6%	40.0%	38.7%	40.2%	39.7%	40%	37%
\$ 75	49.2%	36.8%	41.7%	41.7%	41.8%	40.2%	43%	39%
\$ 85	52.3%	41.6%	46.2%	43.7%	42.0%	41.1%	43%	40%
Risked Reserves (million boe)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	97	65	92	89	92	87	87	88
\$ 55	108	82	94	93	95	93	91	87
\$ 65	115	88	99	97	99	98	97	91
\$ 75	122	92	103	102	104	103	107	97
\$ 85	130	103	114	108	103	102	104	98
Fiscal Inefficiency								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	88%	9%	3%	8%	3%	7%	1%
\$ 55	0%	54%	16%	5%	8%	0%	4%	2%
\$ 65	0%	40%	9%	5%	14%	2%	8%	5%
\$ 75	0%	32%	6%	6%	6%	3%	5%	3%
\$ 85	0%	27%	6%	12%	11%	4%	9%	10%
Fiscal Yield								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	49%	70%	76%	72%	79%	79%	85%
\$ 55	0%	57%	65%	73%	71%	80%	82%	83%
\$ 65	0%	61%	68%	72%	68%	79%	78%	79%
\$ 75	0%	64%	69%	70%	72%	78%	80%	80%
\$ 85	0%	66%	69%	67%	69%	77%	76%	74%
IOC NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	334	30	79	74	74	63	51	48
\$ 55	554	71	140	130	125	108	84	86
\$ 65	819	122	215	201	188	160	128	140
\$ 75	1,125	180	300	283	267	220	182	198
\$ 85	1,475	246	394	375	353	285	243	271
Combined IOC + Govt NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	334	192	314	327	315	327	315	332
\$ 55	554	385	498	533	521	552	537	545
\$ 65	819	621	768	788	742	809	768	785
\$ 75	1,125	896	1,075	1,074	1,075	1,101	1,079	1,095
\$ 85	1,475	1,213	1,411	1,358	1,368	1,427	1,370	1,364
Max Exploration Wells								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 55	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 65	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 75	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 85	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Extraction Rate, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	5.0%	1.5%	3.5%	4.0%	3.5%	4.0%	3.5%	5.0%
\$ 55	6.0%	2.5%	4.0%	5.0%	4.5%	6.0%	5.0%	5.5%
\$ 65	7.5%	3.5%	5.5%	6.0%	5.0%	8.0%	5.5%	6.0%
\$ 75	8.5%	4.5%	7.0%	7.0%	7.0%	9.5%	7.0%	8.0%
\$ 85	10.0%	5.5%	8.0%	7.0%	7.5%	9.5%	7.5%	7.5%
Onset of EOR, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	52	-	65	-	60	-	-	-
\$ 55	25	-	63	-	53	-	-	-
\$ 65	19	-	46	-	43	-	41	-
\$ 75	15	-	37	36	36	-	26	-
\$ 85	12	30	20	27	35	-	29	-
Abandonment, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	62	85	81	64	77	58	68	44
\$ 55	52	85	76	53	66	41	51	37
\$ 65	43	73	58	47	63	32	53	38
\$ 75	39	59	47	46	47	25	43	30
\$ 85	34	52	41	47	43	27	43	35
Following Results Pertain to the Medium Field Size								
Half-Cycle Govt. Take								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0.0%	84%	75%	77%	77%	81%	84%	85%
\$ 55	0.0%	82%	72%	76%	76%	80%	84%	84%
\$ 65	0.0%	80%	72%	74%	75%	80%	83%	82%
\$ 75	0.0%	80%	72%	74%	75%	80%	83%	82%
\$ 85	0.0%	80%	72%	72%	74%	80%	82%	80%
Half-Cycle Govt. NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0	220	319	343	327	358	358	386
\$ 55	0	426	487	553	538	603	615	623
\$ 65	0	678	751	796	752	881	870	876
\$ 75	0	972	1,052	1,074	1,097	1,189	1,218	1,218
\$ 85	0	1,313	1,380	1,316	1,379	1,550	1,533	1,484
Half-Cycle DWL								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	42%	6%	2%	6%	2%	6%	0%
\$ 55	0%	31%	10%	3%	6%	1%	3%	2%
\$ 65	0%	24%	6%	4%	9%	1%	6%	4%
\$ 75	0%	20%	5%	5%	4%	3%	4%	3%
\$ 85	0%	18%	4%	9%	7%	3%	7%	8%
Half-Cycle Investor NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	453	41	108	101	100	85	69	66
\$ 55	753	96	189	177	170	146	114	117
\$ 65	1,112	165	292	273	256	218	174	190
\$ 75	1,528	245	407	385	363	299	247	270
\$ 85	2,003	334	536	510	479	388	329	368
Half-Cycle Fiscal Inefficiency								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	87%	8%	3%	8%	3%	7%	0%
\$ 55	0%	54%	16%	4%	8%	1%	4%	2%
\$ 65	0%	40%	9%	5%	14%	1%	8%	5%
\$ 75	0%	32%	7%	6%	6%	3%	5%	3%
\$ 85	0%	27%	6%	13%	11%	4%	9%	10%
Half-Cycle Fiscal Yield								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	49%	70%	76%	72%	79%	79%	85%
\$ 55	0%	57%	65%	73%	71%	80%	82%	83%
\$ 65	0%	61%	68%	72%	68%	79%	78%	79%
\$ 75	0%	64%	69%	70%	72%	78%	80%	80%
\$ 85	0%	66%	69%	67%	69%	77%	76%	74%

Tabla Apéndice 2b: Proyecto de petróleo *brownfield*, occidente (todos los escenarios de costo)

Resumen de resultados de petróleo *onshore*, occidente (precio, petróleo = \$65; precio, gas = \$3)

Govt. Take								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	79%	71%	73%	74%	79%	81%	80%
100%	0%	80%	72%	74%	75%	80%	83%	82%
130%	0%	83%	74%	77%	77%	81%	84%	85%
Govt. NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0	807	829	854	836	932	872	915
100%	0	499	553	587	554	649	640	645
130%	0	304	397	421	429	457	449	481
DWL								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	18%	7%	6%	9%	6%	13%	8%
100%	0%	24%	6%	4%	9%	1%	6%	4%
130%	0%	36%	6%	4%	3%	1%	6%	1%
Investment, Medium Field Size (\$ million, real)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	1,856	605	1,043	1,005	821	928	608	843
100%	1,269	271	625	671	553	1,088	641	671
130%	897	138	482	538	538	642	441	872
Unrisked Recovery Factor, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	54.1%	43.4%	48.4%	44.3%	43.0%	41.1%	39.6%	40.7%
100%	46.5%	35.6%	40.0%	38.7%	40.2%	39.7%	39.7%	36.8%
130%	41.9%	30.1%	38.1%	36.5%	36.8%	36.4%	35.8%	36.8%
Risked Reserves (million boe)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	134	107	120	110	106	103	100	101
100%	115	88	99	97	99	98	97	91
130%	104	75	94	90	91	90	89	91
Fiscal Inefficiency								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	28%	10%	8%	13%	8%	19%	10%
100%	0%	40%	9%	5%	14%	2%	8%	5%
130%	0%	67%	9%	5%	4%	1%	8%	1%
Fiscal Yield								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	65%	67%	69%	67%	75%	70%	74%
100%	0%	61%	68%	72%	68%	79%	78%	79%
130%	0%	53%	69%	74%	75%	80%	78%	84%
IOC NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	1,243	212	333	319	298	241	207	234
100%	819	122	215	201	188	160	128	140
130%	572	63	140	129	127	110	88	85
Combined IOC + Govt NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	1,243	1,019	1,162	1,173	1,134	1,173	1,079	1,149
100%	819	621	768	788	742	809	768	785
130%	572	367	537	550	556	567	537	566

Max Exploration Wells								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
100%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
130%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Extraction Rate, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	11.0%	6.0%	8.0%	9.0%	8.0%	9.0%	7.0%	8.5%
100%	7.5%	3.5%	5.5%	6.0%	5.0%	8.0%	5.5%	6.0%
130%	5.5%	2.0%	4.0%	4.5%	4.5%	5.0%	4.0%	6.0%
Onset of EOR, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	11	24	16	28	32	-	-	-
100%	19	-	46	-	43	-	41	-
130%	32	-	59	-	-	-	-	-
Abandonment, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	32	48	41	38	42	30	40	32
100%	43	73	58	47	63	32	53	38
130%	56	85	74	57	59	48	62	38
Following Results Pertain to the Medium Field Size								
Half-Cycle Govt. Take								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	79%	71%	73%	74%	79%	81%	80%
100%	0%	80%	72%	74%	75%	80%	83%	82%
130%	0%	83%	74%	77%	77%	81%	84%	85%
Half-Cycle Govt. NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0.000	1,096.000	1,126.000	1,159.000	1,135.000	1,254.000	1,182.000	1,242.000
100%	-	678.000	751.000	796.000	752.000	881.000	870.000	876.000
130%	0.000	413.000	539.000	580.000	583.000	620.000	610.000	653.000
Half-Cycle DWL								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	18%	6%	6%	9%	6%	13%	8%
100%	0%	24%	6%	4%	9%	1%	6%	4%
130%	0%	36%	6%	3%	3%	1%	6%	1%
Half-Cycle Investor NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	1,688.000	288.000	453.000	434.000	405.000	328.000	281.000	319.000
100%	1,112.000	165.000	292.000	273.000	256.000	218.000	174.000	190.000
130%	776.000	86.000	191.000	176.000	173.000	149.000	119.000	116.000
Half-Cycle Fiscal Inefficiency								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	28%	10%	8%	13%	8%	19%	10%
100%	0%	40%	9%	5%	14%	1%	8%	5%
130%	0%	67%	9%	3%	3%	1%	8%	1%
Half-Cycle Fiscal Yield								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	65%	67%	69%	67%	74%	70%	74%
100%	0%	61%	68%	72%	68%	79%	78%	79%
130%	0%	53%	69%	75%	75%	80%	79%	84%

Tabla Apéndice 3a: Proyecto de gas *greenfield*, oriente (todos los escenarios de precio)
Resumen de resultados de gas *onshore*, oriente (costo = 100% de referencia)

Govt. Take								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0.0%	93%	93%	89%		93%		100%
\$ 55	0.0%	80%	81%	78%	87%	83%	96%	86%
\$ 65	0.0%	72%	74%	71%	83%	76%	90%	81%
\$ 75	0.0%	68%	70%	67%	79%	72%	85%	77%
\$ 85	0.0%	67%	69%	66%	78%	70%	82%	76%
Govt. NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0	35	36	38	0	40	0	43
\$ 55	0	67	68	71	62	78	62	69
\$ 65	0	97	101	100	113	111	110	118
\$ 75	0	131	132	135	153	146	150	158
\$ 85	0	179	180	182	211	183	194	203
DWL								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	25%	24%	16%	100%	16%	100%	16%
\$ 55	0%	13%	13%	5%	25%	2%	33%	17%
\$ 65	0%	12%	11%	7%	11%	4%	19%	4%
\$ 75	0%	12%	13%	8%	11%	7%	19%	6%
\$ 85	0%	9%	11%	6%	7%	11%	19%	9%
Investment, Medium Field Size (\$ million, real)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	248	80	80	116	80	116	49	116
\$ 55	424	209	116	158	116	204	80	204
\$ 65	655	336	204	338	204	256	116	256
\$ 75	841	464	392	489	359	359	158	435
\$ 85	1,055	618	618	632	811	505	204	583
Unrisked Recovery Factor, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	65.3%	48.0%	48.0%	52.3%	48.0%	52.3%	41.7%	52.3%
\$ 55	78.5%	63.5%	52.3%	55.4%	52.3%	57.6%	48.0%	57.0%
\$ 65	81.8%	74.9%	57.6%	71.4%	57.6%	57.9%	52.3%	56.7%
\$ 75	85.9%	81.5%	76.3%	77.5%	83.6%	62.1%	55.4%	63.0%
\$ 85	89.6%	85.0%	84.8%	80.9%	86.1%	73.5%	57.6%	64.1%
Risked Reserves (million boe)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	91	52	52	58	-	58	-	58
\$ 55	114	88	73	77	58	79	55	63
\$ 65	119	104	87	99	87	82	74	79
\$ 75	125	113	106	108	114	85	78	85
\$ 85	131	124	115	118	119	102	80	87
Fiscal Inefficiency								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	37%	33%	21%		20%		19%
\$ 55	0%	18%	18%	7%	39%	3%	52%	23%
\$ 65	0%	19%	16%	11%	14%	5%	26%	5%
\$ 75	0%	20%	21%	13%	16%	11%	27%	8%
\$ 85	0%	15%	17%	10%	10%	17%	29%	13%
Fiscal Yield								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	69%	71%	75%	0%	78%	0%	84%
\$ 55	0%	70%	71%	74%	65%	81%	65%	72%
\$ 65	0%	64%	66%	66%	74%	73%	72%	78%
\$ 75	0%	60%	61%	62%	70%	67%	69%	72%
\$ 85	0%	61%	61%	62%	72%	62%	66%	69%
IOC NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	51	3	3	5	0	3	0	0
\$ 55	96	17	16	20	10	16	2	11
\$ 65	152	37	35	41	23	35	13	28
\$ 75	218	61	58	66	41	56	27	47
\$ 85	294	89	83	94	61	80	44	65
Combined IOC + Govt NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	51	38	39	43	-	43	-	43
\$ 55	96	84	84	91	72	94	64	80
\$ 65	152	134	136	141	136	146	123	146
\$ 75	218	192	190	201	194	202	177	205
\$ 85	294	268	263	276	272	263	238	268
Max Exploration Wells								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	2	1	1	1	-	1	-	1
\$ 55	3	2	2	2	2	1	2	1
\$ 65	3	2	2	2	2	2	2	2
\$ 75	3	2	2	2	2	2	2	2
\$ 85	3	3	2	3	2	2	2	2
Extraction Rate, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	3.0%	2.0%	2.0%	2.5%	2.0%	2.5%	1.5%	2.5%
\$ 55	3.5%	2.5%	2.5%	3.0%	2.5%	3.5%	2.0%	3.5%
\$ 65	4.5%	3.0%	3.5%	3.5%	3.5%	4.0%	2.5%	4.0%
\$ 75	5.0%	3.5%	3.5%	4.0%	3.5%	4.5%	3.0%	5.0%
\$ 85	5.5%	4.0%	4.0%	4.5%	4.5%	4.5%	3.5%	6.0%
Onset of EOR, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	51	-	-	-	-	-	-	-
\$ 55	31	51	-	-	-	-	-	-
\$ 65	24	35	-	41	-	-	-	-
\$ 75	20	28	34	30	25	60	-	52
\$ 85	17	23	23	25	19	33	-	45
Abandonment, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	85	85	85	85	85	85	85	85
\$ 55	84	85	85	85	85	85	85	81
\$ 65	68	85	85	85	85	74	85	67
\$ 75	63	85	85	76	81	75	85	67
\$ 85	58	76	74	69	61	70	85	58
Following Results Pertain to the Medium Field Size								
Half-Cycle Govt. Take								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0.0%	61%	62%	61%	69%	63%	74%	68%
\$ 55	0.0%	60%	62%	60%	69%	65%	74%	69%
\$ 65	0.0%	60%	63%	60%	71%	64%	74%	68%
\$ 75	0.0%	60%	62%	59%	70%	64%	74%	68%
\$ 85	0.0%	60%	62%	59%	72%	63%	74%	69%
Half-Cycle Govt. NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0	90	91	97	99	100	92	108
\$ 55	0	140	142	148	158	163	153	174
\$ 65	0	200	221	209	246	228	224	243
\$ 75	0	272	276	280	320	303	307	327
\$ 85	0	357	371	362	447	378	397	419
Half-Cycle DWL								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	9%	9%	2%	9%	2%	22%	2%
\$ 55	0%	9%	9%	3%	9%	1%	19%	1%
\$ 65	0%	9%	5%	4%	5%	2%	17%	2%
\$ 75	0%	9%	10%	5%	8%	4%	17%	3%
\$ 85	0%	8%	8%	6%	3%	7%	17%	6%
Half-Cycle Investor NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	162	57	56	61	48	58	33	50
\$ 55	254	91	88	97	73	89	53	79
\$ 65	365	133	127	141	102	129	79	114
\$ 75	496	182	172	191	137	172	106	153
\$ 85	646	238	224	248	178	220	141	190
Half-Cycle Fiscal Inefficiency								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	17%	17%	4%	15%	4%	38%	4%
\$ 55	0%	16%	17%	6%	15%	1%	31%	1%
\$ 65	0%	16%	8%	7%	7%	4%	28%	3%
\$ 75	0%	16%	17%	9%	12%	7%	27%	5%
\$ 85	0%	14%	14%	10%	5%	13%	27%	9%
Half-Cycle Fiscal Yield								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	56%	56%	60%	61%	62%	57%	67%
\$ 55	0%	55%	56%	58%	62%	64%	60%	69%
\$ 65	0%	55%	61%	57%	67%	62%	61%	67%
\$ 75	0%	55%	56%	56%	65%	61%	62%	66%
\$ 85	0%	55%	57%	56%	69%	59%	61%	65%

Tabla Apéndice 3b: Proyecto de gas *greenfield*, oriente (todos los escenarios de costo)
Resumen de resultados de gas *onshore*, oriente (precio, petróleo = \$65; precio, gas = \$3)

Govt. Take								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	68%	70%	67%	78%	71%	83%	77%
100%	0%	72%	74%	71%	83%	76%	90%	81%
130%	0%	80%	81%	76%	86%	81%	95%	86%
Govt. NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0	144	151	145	167	150	160	163
100%	0	97	101	100	113	111	110	118
130%	0	78	79	74	71	84	70	90
DWL								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	10%	9%	8%	9%	11%	18%	10%
100%	0%	12%	11%	7%	11%	4%	19%	4%
130%	0%	8%	8%	8%	22%	2%	30%	2%
Investment, Medium Field Size (\$ million, real)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	891	517	541	541	671	431	208	465
100%	655	336	204	338	204	256	116	256
130%	466	151	151	151	151	205	104	205
Unrisked Recovery Factor, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	92.6%	86.0%	86.8%	83.0%	90.6%	75.2%	61.5%	64.9%
100%	81.8%	74.9%	57.6%	71.4%	57.6%	57.9%	52.3%	56.7%
130%	73.3%	52.3%	52.3%	52.3%	52.3%	55.4%	48.0%	55.4%
Risky Reserves (million boe)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	135	119	119	115	123	104	86	90
100%	119	104	87	99	87	82	74	79
130%	107	73	73	73	58	77	53	77
Fiscal Inefficiency								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	16%	13%	12%	13%	17%	27%	15%
100%	0%	19%	16%	11%	14%	5%	26%	5%
130%	0%	10%	10%	12%	32%	2%	46%	2%
Fiscal Yield								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	61%	64%	62%	71%	64%	68%	69%
100%	0%	64%	66%	66%	74%	73%	72%	78%
130%	0%	74%	75%	70%	67%	79%	66%	85%
IOC NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	235	68	64	72	46	60	32	48
100%	152	37	35	41	23	35	13	28
130%	106	20	19	23	12	20	4	14
Combined IOC + Govt NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	235	212	215	217	213	210	192	211
100%	152	134	136	141	136	146	123	146
130%	106	98	98	97	83	104	74	104

Max Exploration Wells								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	3	2	2	2	2	2	2	2
100%	3	2	2	2	2	2	2	2
130%	3	2	2	2	2	1	2	1
Extraction Rate, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	6.0%	4.5%	4.5%	5.0%	4.5%	5.0%	4.0%	6.5%
100%	4.5%	3.0%	3.5%	3.5%	3.5%	4.0%	2.5%	4.0%
130%	3.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	3.0%	2.0%	3.0%
Onset of EOR, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	15	21	20	22	16	29	-	42
100%	24	35	-	41	-	-	-	-
130%	38	-	-	-	-	-	-	-
Abandonment, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	54	69	67	63	60	64	82	55
100%	68	85	85	85	85	74	85	67
130%	85	85	85	85	85	85	85	85
Following Results Pertain to the Medium Field Size								
Half-Cycle Govt. Take								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0.0%	60%	63%	60%	70%	63%	74%	69%
100%	0.0%	60%	63%	60%	71%	64%	74%	68%
130%	0.0%	63%	64%	60%	70%	64%	76%	69%
Half-Cycle Govt. NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0	298	312	301	355	311	330	338
100%	0	200	221	209	246	228	224	243
130%	0	163	165	155	181	174	177	187
Half-Cycle DWL								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	7%	6%	5%	5%	7%	16%	7%
100%	0%	9%	5%	4%	5%	2%	17%	2%
130%	0%	6%	6%	6%	6%	1%	15%	1%
Half-Cycle Investor NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	530	196	185	203	150	180	117	154
100%	365	133	127	141	102	129	79	114
130%	275	96	94	104	78	98	57	85
Half-Cycle Fiscal Inefficiency								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	12%	11%	9%	7%	13%	25%	11%
100%	0%	16%	8%	7%	7%	4%	28%	3%
130%	0%	10%	10%	10%	9%	2%	23%	2%
Half-Cycle Fiscal Yield								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	56%	59%	57%	67%	59%	62%	64%
100%	0%	55%	61%	57%	67%	62%	61%	67%
130%	0%	59%	60%	56%	66%	63%	64%	68%

Tabla Apéndice 4a: Petróleo pesado del Orinoco Project (todos los escenarios de precio)
Resumen de resultados del caso de petróleo pesado, Orinoco (costo = 100% de referencia)

Govt. Take								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0.0%	75%	72%	71%	80%	75%	81%	79%
\$ 55	0.0%	76%	71%	72%	80%	75%	79%	79%
\$ 65	0.0%	76%	72%	71%	80%	75%	80%	78%
\$ 75	0.0%	76%	72%	71%	80%	73%	80%	78%
\$ 85	0.0%	75%	72%	71%	81%	74%	81%	78%
Govt. NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0.000	3,811	3,611	3,859	4,018	4,292	4,108	4,484
\$ 55	0.000	5,331	5,037	5,680	5,621	5,879	5,134	6,357
\$ 65	0.000	7,083	6,692	7,010	7,469	7,696	6,920	8,258
\$ 75	0.000	9,063	8,564	8,889	9,561	9,206	8,957	10,389
\$ 85	0.000	10,434	10,649	10,923	11,892	11,875	11,234	12,741
DWL								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	14%	14%	7%	14%	3%	14%	3%
\$ 55	0%	14%	14%	3%	14%	3%	21%	1%
\$ 65	0%	13%	13%	8%	13%	4%	19%	1%
\$ 75	0%	12%	12%	7%	12%	7%	17%	1%
\$ 85	0%	16%	11%	7%	11%	3%	16%	1%
Investment, Medium Field Size (\$ million, real)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	6,392	1,903	1,903	2,722	1,903	3,733	1,903	3,733
\$ 55	8,070	2,722	2,722	4,951	2,722	4,951	1,903	6,392
\$ 65	10,001	3,733	3,733	4,951	3,733	6,392	2,722	8,070
\$ 75	12,198	4,951	4,951	6,392	4,951	6,392	3,733	10,001
\$ 85	17,447	4,951	4,951	8,070	6,392	10,001	4,951	12,198
Unrisked Recovery Factor, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	12.5%	8.0%	8.0%	9.1%	8.0%	10.2%	8.0%	10.2%
\$ 55	13.6%	9.1%	9.1%	11.4%	9.1%	11.4%	8.0%	12.5%
\$ 65	14.8%	10.2%	10.2%	11.4%	10.2%	12.5%	9.1%	13.6%
\$ 75	15.9%	11.4%	11.4%	12.5%	11.4%	12.5%	10.2%	14.8%
\$ 85	18.2%	11.4%	12.5%	13.6%	12.5%	14.8%	11.4%	15.9%
Risked Reserves (million boe)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	1,578	1,004	1,004	1,148	1,004	1,291	1,004	1,291
\$ 55	1,722	1,148	1,148	1,435	1,148	1,435	1,004	1,578
\$ 65	1,865	1,291	1,291	1,435	1,291	1,578	1,148	1,722
\$ 75	2,009	1,435	1,435	1,578	1,435	1,578	1,291	1,865
\$ 85	2,296	1,435	1,578	1,722	1,578	1,865	1,435	2,009
Fiscal Inefficiency								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	22%	23%	11%	20%	4%	20%	4%
\$ 55	0%	21%	22%	5%	20%	5%	33%	1%
\$ 65	0%	19%	20%	12%	18%	5%	29%	1%
\$ 75	0%	17%	18%	11%	16%	10%	26%	2%
\$ 85	0%	25%	17%	10%	15%	5%	23%	2%
Fiscal Yield								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	65%	62%	66%	68%	73%	70%	76%
\$ 55	0%	65%	62%	70%	69%	72%	63%	78%
\$ 65	0%	66%	63%	65%	70%	72%	65%	77%
\$ 75	0%	67%	63%	66%	71%	68%	66%	77%
\$ 85	0%	63%	64%	66%	72%	72%	68%	77%
IOC NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	5,869	1,237	1,437	1,577	1,030	1,418	939	1,226
\$ 55	8,161	1,722	2,017	2,198	1,432	1,998	1,328	1,735
\$ 65	10,705	2,264	2,654	2,887	1,877	2,618	1,749	2,328
\$ 75	13,490	2,855	3,354	3,647	2,357	3,330	2,208	2,942
\$ 85	16,522	3,505	4,110	4,512	2,867	4,082	2,705	3,577
Combined IOC + Govt NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	5,869	5,048	5,048	5,436	5,048	5,710	5,047	5,710
\$ 55	8,161	7,053	7,054	7,878	7,053	7,877	6,462	8,092
\$ 65	10,705	9,347	9,346	9,897	9,346	10,314	8,669	10,586
\$ 75	13,490	11,918	11,918	12,536	11,918	12,536	11,165	13,331
\$ 85	16,522	13,939	14,759	15,435	14,759	15,957	13,939	16,318
Max Exploration Wells								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 55	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 65	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 75	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 85	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Extraction Rate, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 55	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 65	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 75	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 85	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Onset of EOR, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 55	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 65	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 75	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
\$ 85	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Abandonment, Medium Field Size								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	35	35	35	35	35	35	35	35
\$ 55	35	35	35	35	35	35	35	35
\$ 65	35	35	35	35	35	35	35	35
\$ 75	35	35	35	35	35	35	35	35
\$ 85	35	35	35	35	35	35	35	35
Following Results Pertain to the Medium Field Size								
Half-Cycle Govt. Take								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0.0%	75%	72%	71%	80%	75%	81%	79%
\$ 55	0.0%	76%	71%	72%	80%	75%	79%	79%
\$ 65	0.0%	76%	72%	71%	80%	75%	80%	78%
\$ 75	0.0%	76%	72%	71%	80%	73%	80%	78%
\$ 85	0.0%	75%	72%	71%	81%	74%	81%	78%
Half-Cycle Govt. NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0	4,951	4,691	5,015	5,220	5,576	5,338	5,827
\$ 55	0	6,926	6,544	7,380	7,303	7,639	6,671	8,259
\$ 65	0	9,203	8,695	9,109	9,705	9,999	8,991	10,730
\$ 75	0	11,775	11,128	11,550	12,423	11,962	11,638	13,499
\$ 85	0	13,556	13,837	14,192	15,452	15,430	14,596	16,555
Half-Cycle DWL								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	14%	14%	7%	14%	3%	14%	3%
\$ 55	0%	14%	14%	3%	14%	3%	21%	1%
\$ 65	0%	13%	13%	8%	13%	4%	19%	1%
\$ 75	0%	12%	12%	7%	12%	7%	17%	1%
\$ 85	0%	16%	11%	7%	11%	3%	16%	1%
Half-Cycle Investor NPV (\$ million)								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	7,627	1,607	1,867	2,050	1,338	1,843	1,220	1,593
\$ 55	10,605	2,238	2,621	2,856	1,862	2,597	1,726	2,555
\$ 65	13,909	2,942	3,449	3,752	2,439	3,403	2,274	3,025
\$ 75	17,528	3,710	4,358	4,739	3,063	4,327	2,869	3,823
\$ 85	21,468	4,555	5,340	5,863	3,725	5,304	3,515	4,649
Half-Cycle Fiscal Inefficiency								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	22%	23%	11%	20%	4%	20%	4%
\$ 55	0%	21%	22%	5%	20%	5%	33%	1%
\$ 65	0%	19%	20%	12%	18%	5%	29%	1%
\$ 75	0%	17%	18%	11%	16%	10%	26%	2%
\$ 85	0%	25%	17%	10%	15%	5%	23%	2%
Half-Cycle Fiscal Yield								
Price	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
\$ 45	0%	65%	62%	66%	68%	73%	70%	76%
\$ 55	0%	65%	62%	70%	69%	72%	63%	78%
\$ 65	0%	66%	63%	65%	70%	72%	65%	77%
\$ 75	0%	67%	63%	66%	71%	68%	66%	77%
\$ 85	0%	63%	64%	66%	72%	72%	68%	77%

Tabla Apéndice 4b: Petróleo pesado del Orinoco Project (todos los escenarios de costo)
Resumen de resultados de petróleo pesado, Orinoco (precio, petróleo = \$65; precio, gas = \$3)

Govt. Take								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	75%	73%	71%	80%	74%	80%	78%
100%	0%	76%	72%	71%	80%	75%	80%	78%
130%	0%	75%	72%	71%	80%	74%	80%	78%
Govt. NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0	8,707	8,820	8,934	9,177	9,293	8,664	10,326
100%	0	7,083	6,692	7,010	7,469	7,696	6,920	8,258
130%	0	5,584	5,882	6,135	6,525	6,384	6,016	7,003
DWL								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	13%	9%	5%	13%	5%	19%	1%
100%	0%	13%	13%	8%	13%	4%	19%	1%
130%	0%	18%	11%	5%	11%	5%	18%	2%
Investment, Medium Field Size (\$ million, real)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	12,213	4,474	5,649	7,001	4,474	7,001	3,466	10,273
100%	10,001	3,733	3,733	4,951	3,733	6,392	2,722	8,070
130%	8,309	2,474	3,539	4,853	3,539	4,853	1,474	6,436
Unrisked Recovery Factor, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	18.2%	12.5%	13.6%	14.8%	12.5%	14.8%	11.4%	17.1%
100%	14.8%	10.2%	10.2%	11.4%	10.2%	12.5%	9.1%	13.6%
130%	12.5%	8.0%	9.1%	10.2%	9.1%	10.2%	8.0%	11.4%
Risked Reserves (million boe)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	2,296	1,578	1,722	1,865	1,578	1,865	1,435	2,152
100%	1,865	1,291	1,291	1,435	1,291	1,578	1,148	1,722
130%	1,578	1,004	1,148	1,291	1,148	1,291	1,004	1,435
Fiscal Inefficiency								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	20%	14%	8%	19%	8%	28%	1%
100%	0%	19%	20%	12%	18%	5%	29%	1%
130%	0%	29%	16%	8%	15%	7%	27%	2%
Fiscal Yield								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	65%	66%	67%	69%	70%	65%	78%
100%	0%	66%	63%	65%	70%	72%	65%	77%
130%	0%	61%	65%	67%	72%	70%	66%	77%
IOC NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	13,322	2,831	3,301	3,662	2,361	3,304	2,191	2,877
100%	10,705	2,264	2,654	2,887	1,877	2,618	1,749	2,328
130%	9,090	1,907	2,248	2,482	1,605	2,234	1,474	1,938
Combined IOC + Govt NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	13,322	11,538	12,121	12,596	11,538	12,597	10,855	13,203
100%	10,705	9,347	9,346	9,897	9,346	10,314	8,669	10,586
130%	9,090	7,491	8,130	8,617	8,130	8,618	7,490	8,941

Max Exploration Wells								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
100%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
130%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Extraction Rate, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
100%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
130%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Onset of EOR, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
100%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
130%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Abandonment, Medium Field Size								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	35	35	35	35	35	35	35	35
100%	35	35	35	35	35	35	35	35
130%	35	35	35	35	35	35	35	35
Following Results Pertain to the Medium Field Size								
Half-Cycle Govt. Take								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	75%	73%	71%	80%	74%	80%	78%
100%	0%	76%	72%	71%	80%	75%	80%	78%
130%	0%	75%	72%	71%	80%	74%	80%	78%
Half-Cycle Govt. NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0	11,313	11,459	11,609	11,924	12,075	11,257	13,417
100%	0	9,203	8,695	9,109	9,705	9,999	8,991	10,730
130%	0	7,255	7,642	7,972	8,478	8,294	7,817	9,100
Half-Cycle DWL								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	13%	9%	5%	13%	5%	19%	1%
100%	0%	13%	13%	8%	13%	4%	19%	1%
130%	0%	18%	11%	5%	11%	5%	18%	2%
Half-Cycle Investor NPV (\$ million)								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	17,309	3,679	4,290	4,759	3,068	4,293	2,847	3,738
100%	13,909	2,942	3,449	3,752	2,439	3,403	2,274	3,025
130%	11,811	2,478	2,921	3,226	2,086	2,903	1,916	2,519
Half-Cycle Fiscal Inefficiency								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	20%	14%	8%	19%	8%	28%	1%
100%	0%	19%	20%	12%	18%	5%	29%	1%
130%	0%	29%	16%	8%	15%	7%	27%	2%
Half-Cycle Fiscal Yield								
Cost	No Tax	Status Quo	X Factor A	IRR Factor A	X Factor B	IRR Factor B	X Factor C	IRR Factor C
70%	0%	65%	66%	67%	69%	70%	65%	78%
100%	0%	66%	63%	65%	70%	72%	65%	77%
130%	0%	61%	65%	67%	72%	70%	66%	77%