



Universidad de
San Andrés

UNIVERSIDAD DE SAN ANDRÉS

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN Y NEGOCIOS
MAGISTER EN FINANZAS

TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN

Estrategias de cobertura mediante emisión de bonos corporativos
Caso de estudio: *Oil-Bonds*

AUTOR: NICOLÁS BÄCHLI

DNI: 38.267.457

DIRECTOR: AGUSTÍN LISERRA

CODIRECTOR: ELSA CORTINA

Buenos Aires, Febrero 2023

Índice

1. Introducción	4
2. Revisión de la literatura	8
3. Datos	10
4. Metodología	11
4.1. Modelo de dos factores de Schwartz and Smith (2000)	11
4.2. Filtro de Kalman	13
4.3. Métricas de riesgo	16
4.4. Simulaciones de Monte Carlo	18
5. El mercado de petróleo crudo en los Estados Unidos	21
6. Análisis y modelado de los factores de riesgo mercado	25
6.1. Riesgo de precio del petróleo crudo	25
6.2. Caso de estudio: <i>Oil-Linked Bonds</i> en la historia	29
7. Estructura teórica del flujo de fondos de la compañía modelo	35
7.1. Producción y costos	35
7.2. Ingresos	37
7.3. Impuestos y regalías	37
7.4. Intereses	38
7.5. <i>Free Cash Flow to Equity</i>	39
8. Alternativas propuestas para la emisión de Oil-Linked Bonds	42
8.1. Emisión de Bono con Opción de No Pago de Intereses	43
8.2. Emisión de Bono con Opción de No Pago de Intereses y Prima de Interés	48
8.3. Efectos de los impuestos sobre las estrategias propuestas	49
9. Conclusiones	54
Referencias	56
Apéndice A. Tabla de compañías analizadas	60
Apéndice B. Calibración del Filtro de Kalman	61

Apéndice C. Código <i>Python</i> implementado	64
C.1. Calibración Modelo de dos factores	64
C.2. Estadística descriptiva	68
C.3. Esquemas de <i>payoff</i>	70
C.4. Evaluación de las alternativas propuestas	74



Universidad de
San Andrés

Resumen

Las compañías productoras de *commodities* están altamente expuestas al riesgo de cambios abruptos en los precios que los mercados fijan para su producción. Si bien existen instrumentos para formular estrategias de cobertura que ataquen directamente la línea de ingresos, aquellas empresas con un alto nivel de apalancamiento también tienen la posibilidad de generar coberturas a partir de los instrumentos de deuda que emiten, mediante la adaptación del flujo de pagos de la deuda. En el presente trabajo se diseñan estrategias de emisión de deuda para compañías productoras de *commodities* con el objetivo de reducir la exposición al riesgo mercado y a la vez obtener financiamiento.



Universidad de
San Andrés

1. Introducción

La situación de fronteras cerradas y restricciones al transporte, tanto a nivel local o intrajurisdiccional como internacional, que se generó a partir de la pandemia del virus COVID-19, que se propagó globalmente desde finales del año 2019, ha creado un contexto adverso extremo para productores de energía alrededor del mundo. Estos, que destinaban gran parte de sus ventas principalmente a clientes de la industria de movilidad y transporte, se han visto mayormente afectados por un colapso sin precedentes desde el lado de la demanda, a partir de la instauración de restricciones a la movilidad apuntadas a limitar la propagación del virus, que consecuentemente crearon las mencionadas limitaciones por el lado de la demanda en el mercado de energía. En este sentido, actividades relacionadas al transporte de pasajeros, como aerolíneas y autobuses, logística por camiones, compañías ferroviarias y otros medios, y hasta el tráfico en automóviles particulares, han mermado su actividad produciendo un *shock* por el lado de la demanda de combustibles y generando un problema grave principalmente para las compañías petroleras y refinadoras. En consecuencia, los precios e índices de referencia de combustibles fósiles se desplomaron simultáneamente en todos los mercados internacionales. Así es como el valor del barril de petróleo crudo ha llegado a tocar niveles nunca antes vistos, siendo que algunos de los principales índices en referencia, como por ejemplo el precio *West Texas Intermediate* (WTI), alcanzaron hasta valores negativos en Abril 2020 (el WTI alcanzó un mínimo de alrededor de -37 dólares por barril), marcando un escenario sin precedentes. Como consecuencia, los productores de hidrocarburos debieron reacomodar sus planes para 2020, e invirtieron un tercio menos de lo planeado al inicio de ese año. Los cambios generados en distintos patrones de comportamiento, y consecuentemente de consumo, incluyendo desde nuevas modalidades de trabajo desde casa, así como también nuevas directivas gubernamentales enfocadas en la transición hacia un futuro con menos emisiones contaminantes, se han conjugado en un fuerte cambio de expectativas respecto del futuro de los mercados de petróleo y refinados, que podría conjugarse en un menor nivel de inversiones en aquellos países productores del *commodity*, y a la vez en faltantes de oferta en los próximos años (International Energy Agency (2021)).

El caso descrito constituye un ejemplo más de los múltiples *shocks* adversos que han sufrido a lo largo de la historia distintos negocios similares al de los hidrocarburos, que presentan un alto grado de dependencia respecto de la volatibilidad en mercados internacionales. Pero también podrían encontrarse múltiples casos comparables en las cadenas de valor de los metales y otros minerales y materias primas, los cereales y otros cultivos, como en el caso de

la crisis mundial de alimentos de 1972 – 1973, motivada por un *shock* climático que afectó la producción mundial de granos y disparó una explosión en los precios de las principales materias primas en los mercados de alimentos. Consecuentemente, todas aquellas estructuras de negocio que dependan en gran medida de precios que se definen en mercados vinculados fuertemente a *shocks* de oferta o de demanda deberán enfrentarse frecuentemente a estos escenarios adversos o de alta volatilidad e intentar sobreponerse a largos periodos con bajos niveles en los precios de esos *commodities*. Para esto, tales compañías productoras deberán adoptar diversas estrategias que les permitan sobrevivir ante escenarios de volatilidad en sus flujos de fondos y así alcanzar la resiliencia de sus negocios.

Puntualmente, las empresas que operan en el sector de E&P, y más aún aquellas que no han logrado diversificar su cartera de proyectos, como las compañías independientes, están expuestas a grandes cambios en los precios internacionales marcados por los mercados en los cuales vuelcan su producción. Estos mercados suelen apoyarse en referencias de precios que se definen internacionalmente mediante el mecanismo de oferta y demanda. El problema se multiplica y en consecuencia genera mayor inestabilidad cuando las compañías productoras están fuertemente apalancadas, a partir de que los altos niveles de volatilidad en sus ingresos pueden derivar con mayor frecuencia en escenarios de crisis financieras. Siendo que las empresas que exportan a mercados internacionales (o utilizan precios de referencia derivados de los mismos) resultan tomadoras de los precios que tal mercado les impone, quedan altamente expuestas a los movimientos en aquellos precios, y si su estructura de capital está muy concentrada en deuda, tales altos niveles de endeudamiento generan para estas empresas un factor de riesgo adicional: existirá mayor variabilidad de los resultados finales de la compañía, a partir de que periódicamente deberán pagar una importante carga de intereses. Cuando el escenario de precios se vuelve muy negativo, la obligación de cumplir con sus compromisos financieros y hacer frente a los pagos de los servicios de deuda empeora el perfil de riesgo y complejiza su situación, consecuentemente dejando a la compañía deudora un paso más cerca de un evento de incumplimiento con sus acreedores. Las prácticas de manejo del riesgo, con altos estándares, adoptadas por los directores y el *senior management* en las grandes corporaciones tienen su motivación, por un lado, en mejorar las calificaciones crediticias que realizan los bancos y las agencias de *rating*, que afectan la valoración pública de sus acciones y sus títulos de deuda en el mercado. Pero por el otro lado, estas mismas prácticas tienen el potencial de incrementar el valor de la empresa, lo cual crea valor tanto para los accionistas como para los acreedores de la compañía (Alexander (2004)).

Si bien aquellas compañías tienen la posibilidad de acceder a distintos

recursos que le permitan cubrir o asegurar su capacidad de generar flujo de fondos operativo, y de alguna manera reducir su exposición natural a los movimientos de los precios en mercados internacionales (por ejemplo, mediante la implementación de estrategias con opciones financieras), estas estrategias conllevan un costo relevante (como primas y distintos costos transaccionales, que ante escenarios de alta volatilidad suelen encarecerse). Alternativamente, para reducir el riesgo de insuficiencia de *free cash flow* para el cumplimiento de sus vencimientos financieros, estas empresas tendrían a mano la posibilidad de, además de crear una estrategia de cobertura de la generación de caja operativa que dependa de los precios internacionales, obtener financiamiento por medio de instrumentos de deuda que también contribuyan a tal estrategia de cobertura por el lado de la adecuación del flujo de intereses al nivel de precios del mercado. De esta manera, podrían lograr la reducción del costo de cobertura de la compañía, a la vez permitiendo una mejora del perfil de crédito de la misma, en función de la reducción de los servicios de deuda ante escenarios de ingresos insuficientes. Para que el funcionamiento de estas estrategias fuera óptimo, el costo final del nuevo instrumento de deuda propuesto no debería resultar significativamente mayor al costo del instrumento convencional con intereses a tasa fija.

En el presente trabajo se diseña y propone un instrumento de deuda que a la vez incorpora una estrategia de cobertura para el emisor contra el riesgo de mercado relacionado a los precios que regulan su generación de fondos, aplicable al caso puntual de las compañías productoras de petróleo crudo, como un ejemplo de instrumento que les permitiría a tales corporaciones reducir el *Cash Flow at Risk* y el *Cash Flow Expected Shortfall* ante distintos escenarios de mercado que resultaran en diferentes *outcomes* para sus flujos de ingresos y pagos. Para evaluar la efectividad de la propuesta del presente trabajo y conseguir tal objetivo de reducción de la exposición al riesgo, se elabora un modelo de flujo de fondos teórico de una compañía petrolera hipotética estándar, tomadora de precios internacionales, y basada en las condiciones organizativas promedio del mercado estadounidense del *commodity* de interés. La evaluación de las métricas de riesgo relacionadas a tales escenarios se realiza a través del método de simulaciones Monte Carlo, apoyado en un modelo estocástico para la representación dinámica de precios del crudo.

El presente trabajo se estructura de acuerdo al siguiente orden: en el Capítulo 2 se realiza una revisión literaria, describiendo los distintos estudios que concentran su mirada en la cuestión de los *Commodity Bonds*; en el Capítulo 4 se abordan las metodologías y principales conceptos teóricos aplicados a la elaboración y comprobación de la hipótesis que se plantea en el presente trabajo, incluyendo el planteo del modelo de proceso estocástico a utilizar para la dinámica de precios, el uso del filtro de Kalman para la estimación de

los parámetros del proceso, las métricas de riesgo como *Cash Flow at Risk* y *Cash Flow Expected Shortfall*, y las simulaciones Monte Carlo; en el Capítulo 5 se relevan los principales aspectos del mercado de petróleo crudo en Estados Unidos, en el Capítulo 6 se describen los riesgos de mercado asociados al *commodity* de interés, y se enumeran algunos casos ejemplo de emisiones de instrumentos indexados al precio del crudo en el pasado; en el Capítulo 7 se plantea la estructura teórica del flujo de fondos de la compañía modelo, que será utilizado para evaluar la estrategia de emisión propuesta; en el Capítulo 8 se proponen distintas alternativas para la emisión de instrumentos de deuda que a la vez actúen como estrategia de cobertura frente al riesgo precio y mitiguen el riesgo de default de la compañía modelo, y se enumeran una serie de ventajas y desventajas que conllevan las distintas propuestas. A su vez, se describe el impacto que podría tener el cobro de impuestos sobre los beneficios de estas compañías.



Universidad de
San Andrés

2. Revisión de la literatura

Si bien no son del todo populares las emisiones de instrumentos indexados a variables particulares que afecten directamente la capacidad de generación de caja de los emisores de tales instrumentos, como los precios de la propia producción que vuelcan al mercado, o también vinculados a los ingresos de tales emisores, existen diversos estudios económicos que abordan la cuestión de la emisión de deuda vinculada o indexada a ingresos o ciertas métricas de *performance* de los deudores, y en varios de ellos se explican las ventajas o desventajas de su implementación.

Una opción interesante a la que pueden apelar las compañías emisoras de deuda para transferir el riesgo de *performance* y así evitar el *default* o incumplimiento con sus acreedores son los instrumentos de deuda cuyos servicios dependen de los ingresos reportados por tales compañías (*Income Bonds*). En este tipo de instrumentos, los pagos de cupón se pueden estructurar mediante, por ejemplo, cláusulas de pago contingente sobre las ganancias contables de la corporación emisora en cada período. Sin embargo, De and Kale (1993) remarcan que existe cierto rechazo a la emisión de este tipo de bonos, basándose en dos tipos de argumentos. Por un lado, los inversores suelen ser cautelosos ante estos instrumentos, bajo la creencia de que la definición de pago/no pago depende de un actor elegido por el directorio de la corporación (problema de independencia). Por otro lado, a los *Income Bonds* se los suele asociar con un estigma, en relación a que las compañías que los emiten suelen recibir la etiqueta de compañías “débiles”. Como consecuencia, se profundizarán los *mispricing* en cualquier instrumento con pagos riesgosos siempre que exista información asimétrica en relación a los flujos de fondos prospectivos del emisor, resultando en que las compañías con un nivel inferior de generación de caja se verán beneficiadas a expensas de las compañías con flujos de fondos superiores o, en otras palabras, más eficientes.

Un *Commodity Bond* es un instrumento financiero en el cual el rendimiento (*yield to maturity*) está vinculado “inter alia” al precio del *commodity* subyacente (O’Hara (1984)). Lessard (1977) sugiere que los productores de *commodities* tienen la posibilidad de transferir una porción sustancial del riesgo de precio a los mercados financieros a través de títulos valores respaldados por *commodities*. Atta-Mensah (2004) analiza el caso de las emisiones soberanas, en países poco desarrollados, de títulos atados a precios de los *commodities* que exportan (*Commodity-Linked Bonds*). Para estos países exportadores de materias primas, la principal ventaja de los *Commodity-Linked Bonds* se basa en que los mismos actúan como un *hedge* (cobertura) para los países poco desarrollados (en general, productores de *commodities*) cuando sus principales ingresos de exportación se ven afectados por la baja de precios

internacionales, y a la vez representan una oportunidad para tales productores de *commodities* de financiarse a tasas inferiores a las de mercado vigentes para los instrumentos más convencionales, siempre y cuando los emisores compartan las ganancias por apreciación del *commodity* subyacente con los inversores. Priovolos (1987) también coincide con esta visión, justificada a partir del hecho de que los productores de estos *commodities* renuncian a la oportunidad de ganancias extra por encima de los precios de ejercicio de la opción que les otorga este tipo de *Commodity Bonds*. A cambio de esta oportunidad descartada, reciben crédito o fondeo para invertir en sus cadenas de negocio en mejores términos que aquellos que hubieran obtenido por la otra vía, de tipo convencional. Por otro lado, Priovolos (1987) destaca que sería aconsejable, para las compañías rentables que producen *commodities*, descubrir cuál es el monto óptimo de producción objetivo que debieran cubrir mediante *Commodity Bond Financing*.

Desde el punto de vista de quienes analizan cómo se genera la demanda por estos títulos, también existen varios estudios que abordan el tema. O'Hara (1984) plantea que una motivación para la demanda de este tipo de títulos se basa en que los mismos proveen una solución como mecanismo de cobertura de riesgos asociados a consumo futuro, a partir de que permiten al consumidor cubrirse ante cambios en precios relativos. Adicionalmente, al igual que el punto de vista adoptado por O'Hara (1984), existen distintos estudios que examinan este tipo de instrumentos por el lado de la demanda, pero concentrándose en la valuación de los mismos. Schwartz (1982), cuyas teorías fueron posteriormente analizadas y complementadas por otros autores como Carr (1987), elabora un modelo de valuación de *Commodity-Linked Bonds* utilizando el marco teórico de valuación de derivados de Black and Scholes (1973), extendido por Merton (1973) y Cox and Ross (1976).

3. Datos

Para estimar la dinámica de los precios en el mercado de petróleo crudo y de esta manera poder diseñar un instrumento de deuda que funcione a la vez como estrategia de cobertura que reduzca la probabilidad de *default* por no pago, se utilizan los datos de precios de contratos de compra-venta a futuro de barriles de petróleo crudo. Esta cotización se corresponde con el precio que deberá pagar el comprador para obtener un barril de petróleo crudo (con *delivery*, es decir que implica para el vendedor la obligación de entregar la unidad física del barril de crudo a partir del vencimiento del contrato *forward* en cuestión), y que representa la cantidad de dólares que reciba el productor en contrapartida por sus ventas del físico.

Para calibrar el modelo de precio utilizado en el presente trabajo, en un principio se utilizan los datos de precios semanales de futuros de crudo de la especificación que se comercializa en el Mar del Norte de Europa, conocido como *Brent* (se negocia bajo el símbolo CO), cotizados en el *Intercontinental Exchange* (ICE) entre los años 1991 y 1995. Para estos fines, se utilizan los mismos precios de contratos *forward* tomados por Schwartz and Smith (2000), de manera de verificar la obtención de parámetros similares a los obtenidos en ese trabajo, correspondientes a los vencimientos en los meses al primer mes y a los meses 5 y 9. Los resultados se describen en el Anexo B.

Para la estimación de la dinámica de interés a los fines del presente trabajo, y de los parámetros que rigen tal dinámica, se utilizaron datos correspondientes a los precios mensuales de contratos de petróleo crudo con la referencia *West Texas Intermediate* (WTI, o también conocido bajo el símbolo CL), que se condice con el producido en Texas y en el sur del estado de Oklahoma (Estados Unidos), cuyo *delivery* se concreta en Cushing, Oklahoma, y cuyo precio se negocia principalmente en NYMEX (*New York Mercantile Exchange*). Para esta variable se tomaron los precios de contratos *forward* cotizados en NYMEX entre el año 2004 y 2022. Los vencimientos de los contratos *forward* utilizados corresponden al primer mes y a los meses 2, 3, 6, 9, 12 y 25 (siendo estos precios futuros utilizados para la estimación de los componentes de corto y de largo plazo, según plantea el modelo utilizado).

Los datos de precios del *commodity* fueron obtenidos de la plataforma de información financiera Bloomberg. Los datos no requirieron ningún tipo de tratamiento particular, excepto por el filtrado de aquellos contratos futuros que no presentaban un precio cotizado en determinadas fechas puntuales.

4. Metodología

4.1. Modelo de dos factores de Schwartz and Smith (2000)

En Schwartz and Smith (2000) se desarrolla un modelo estocástico de corto plazo-largo plazo con el objetivo de estimar la dinámica de los precios de *commodities*. El mismo se basa en la explicación de tal dinámica esencialmente permitiendo la interacción de los dos conceptos centrales que según los autores motivan los movimientos en los precios: reversión a la media en el corto plazo, conjuntamente con incertidumbre en el nivel de equilibrio de largo plazo.

La principal intuición detrás de la utilización del concepto de reversión a la media se apoya en el hecho de que, temporariamente, los mercados pueden mantenerse operando por fuera de su zona de equilibrio, mientras las entradas y salidas de nuevos agentes en el mercado no sea instantánea, por lo tanto permitiendo la permanencia de desequilibrios de corto plazo. En momentos en que el mercado le da cotización a un determinado *commodity* por encima del precio que resultaría de una situación de equilibrio, como pudiera ocurrir por ejemplo ante la existencia de un *shock* exógeno de demanda, condiciones climáticas, etc., los productores de tal bien tendrían incentivos suficientes para incrementar la oferta o ajustar sus inventarios, y de tal manera empujar su cotización hacia la baja. Por el contrario, cuando los precios son inferiores a aquel nivel en que el mercado pudiera alcanzar el nivel de equilibrio, existen incentivos económicos para que los productores con mayores costos abandonen el mercado, consecuentemente reduciendo la oferta del *commodity* y presionando al alza.

Más allá de que se permita la existencia de desequilibrios en el corto plazo, resulta también interesante el planteo de Schwartz and Smith (2000) acerca del precio de equilibrio de largo plazo: para la mayoría de los *commodities*, incluyendo el caso del petróleo crudo, existe incertidumbre respecto del nivel al cual los precios debieran revertir y así llegar a una situación de equilibrio. Su evolución dependerá de los cambios en las tecnologías de producción, expectativas respecto de los niveles futuros de oferta y demanda, descubrimientos de nuevos recursos o fuentes de recursos, y otros factores que pudieran afectar la productividad, junto con efectos de política y otros regulatorios.

De todas maneras, como ninguno de los dos factores mencionados es directamente observable (dado que en el mercado únicamente es posible observar las expresiones de los precios que resulten de conjunción de ambos factores presionando sobre el mercado al mismo tiempo), Schwartz and Smith (2000)

proponen un modelo de estimación basándose en la observación de cotizaciones *spot* y de contratos de futuros para tales *commodities*. De acuerdo a esta propuesta, los precios de los contratos futuros con los vencimientos más extendidos en el tiempo, además teniendo en cuenta el concepto de *convenience yield*, brindarían información acerca de dónde, intuitivamente, se ubicaría el precio de equilibrio de largo plazo para tal *commodity*. Por *convenience yield* se entiende al beneficio o prima de riesgo que teóricamente deberían obtener quienes inviertan directamente en el *commodity* físico y lo mantengan en cartera o en su inventario, en lugar de comprar el contrato de derivado asociado con el subyacente equivalente.

Inicialmente, el modelo plantea la descomposición de la variable S_t , que denota el precio *spot* observable para el petróleo crudo WTI en el tiempo t , en dos variables distintas que en la práctica resultan inobservables: el precio de equilibrio de largo plazo en el momento t , denotado por ξ_t , y las desviaciones respecto del mismo en el corto plazo para el mismo período, denotadas por χ_t . Tales componentes se relacionarán en conjunto con el precio *spot* de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\ln(S_t) = \chi_t + \xi_t. \quad (1)$$

La dinámica del precio de equilibrio de largo plazo se asume determinada de acuerdo a un proceso Browniano, con crecimiento medio de equilibrio μ_ξ y volatilidad del equilibrio σ_ξ , a partir de que se espera que los cambios en el mismo persistan en el tiempo:

$$d\xi_t = \mu_\xi dt + \sigma_\xi dz_\xi. \quad (2)$$

Por otro lado, dado que en el largo plazo se espera que las desviaciones presentes en el corto plazo tiendan a desaparecer mediante las correcciones que generará el propio mercado, tales desviaciones se regirán por un proceso de Ornstein-Uhlenbeck con volatilidad de los desvíos σ_χ y coeficiente de reversión a la media κ :

$$d\chi_t = -\kappa\chi_t dt + \sigma_\chi dz_\chi. \quad (3)$$

A partir de la definición de estas dos variables se puede derivar, dados dos valores iniciales ξ_0 y χ_0 , que ξ_t y χ_t siguen una distribución conjunta normal multivariada con las siguientes medias:

$$E[(\chi_t, \xi_t)] = [e^{-\kappa t}\chi_0, \xi_0 + \mu_\xi t], \quad (4)$$

de lo que se desprende que el logaritmo del precio *spot* del *commodity* (S_t) se distribuye normalmente con

$$E[\ln(S_t)] = e^{-\kappa t} \chi_0 + \xi_0 + \mu_\xi t, \quad (5)$$

$$Var[\ln(S_t)] = (1 - e^{-2\kappa t}) \frac{\sigma_\chi^2}{2\kappa} + \sigma_\xi^2 t + 2(1 - e^{-\kappa t}) \frac{\rho_{\chi\xi} \sigma_\chi \sigma_\xi}{\kappa}. \quad (6)$$

Además, la covarianza de ambos procesos ξ_t y χ_t está dada por

$$Cov[(\chi_t, \xi_t)] = \begin{bmatrix} (1 - e^{-2\kappa t}) \frac{\sigma_\chi^2}{2\kappa} & (1 - e^{-\kappa t}) \frac{\rho_{\chi\xi} \sigma_\chi \sigma_\xi}{\kappa} \\ (1 - e^{-\kappa t}) \frac{\rho_{\chi\xi} \sigma_\chi \sigma_\xi}{\kappa} & \sigma_\xi^2 t \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Hacia el tiempo infinito, el precio esperado se aproxima al “Precio efectivo de largo plazo”, determinado por la expresión

$$e^{\xi_0 + \frac{\sigma_\xi^2}{4\kappa} + \frac{\rho_{\chi\xi} \sigma_\chi \sigma_\xi}{\kappa} + (\mu_\xi + \frac{1}{2} \sigma_\xi^2) t}, \quad (8)$$

ligeramente diferente al precio de equilibrio de largo plazo e^{ξ_0} , que crece a una tasa

$$\mu_\xi + \frac{1}{2} \sigma_\xi^2. \quad (9)$$

4.2. Filtro de Kalman

La formulación y estimación de métricas de riesgo para la posterior evaluación de distintas estrategias de cobertura conllevará la necesidad de dimensionar cuál es el riesgo del subyacente. Para la evaluación de la estrategia de cobertura mediante la emisión de obligaciones negociables vinculadas al precio de un *commodity* que se propone en el presente trabajo resulta necesario estimar la dinámica de precio del WTI. De esta manera, será posible estimar los riesgos a los que el emisor está expuesto y el grado de efectividad de la eventual implementación de una cobertura mediante este instrumento, cuyo fin último será reducir la volatilidad del flujo de caja libre de la compañía.

Para la estimación de los parámetros que regirán esta dinámica se utilizará el método de filtrado de Kalman (1960). Kalman (1960) describe un problema que parte del hecho de que en un período t se nos da una señal x_{1t} y un ruido x_{2t} . Sin embargo solo se puede observar la suma de ambos $y_t = x_{1t} + x_{2t}$. Aunque no es posible observar los valores de la señal x_{1t} ni del ruido x_{2t} , sí es posible observar y conocer exactamente los valores de y_0, \dots, y_T . La técnica de filtrado permite realizar inferencias sobre el valor de la señal inobservable con la información disponible hasta el período t .

En consecuencia, el objetivo de la aplicación del filtro de Kalman en el presente trabajo es el de estimar el valor de una variable inobservable que sigue un proceso de la forma:

$$X_t = c + G * X_{t-1} + w_t; \quad (\text{Ecuación de Transición})$$

$$X_t = [\chi_t, \xi_t]; \quad (10)$$

$$c = [0, \mu_\xi \Delta t]; \quad (11)$$

$$G = \begin{bmatrix} e^{-\kappa \Delta t} & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (12)$$

donde X_t (de dimensión 2x1) es la variable de estado del proceso en t (con $t = 1, \dots, n_t$, n la cantidad de contratos futuros correspondientes a distintos vencimientos que se utilizarán en la estimación), Δt (de dimensión nx1) es la duración de los períodos de tiempo (semanales o mensuales a los fines del presente trabajo), G (de dimensión 2x2) es la matriz de transición de estado del proceso, desde el estado en $t - 1$ al estado en t , que se asume estacionaria en el tiempo, y w_t (de dimensión 2x1) es el proceso de ruido blanco asociado a la covarianza, incorrelacionado serialmente, y se distribuye normalmente con media cero y varianza $W = Cov[(\chi_{\Delta t}, \xi_{\Delta t})]$.

Las observaciones sobre esta variable podrán ser modeladas de la forma

$$Y_t = d_t + H * X_t + v_t; \quad (\text{Ecuación de Medición})$$

$$Y_t = [\ln F_{T_1}, \dots, \ln F_{T_n}]; \quad (13)$$

$$d_t = [A(T_1), \dots, A(T_n)]; \quad (14)$$

$$H = [e^{-\kappa T_1} 1, \dots, e^{-\kappa T_n}]; \quad (15)$$

donde Y_t (de dimensión nx1) es la medición de X en el tiempo t , H (de dimensión nx2) es el vínculo entre el vector de estado y el vector de medición, que también se asume estacionaria en el tiempo, y v_t (de dimensión nx1) el error de medición, que se asume un proceso de ruido blanco con covarianza conocida, se distribuye normalmente con media cero y varianza V , y cuya correlación cruzada con el ruido del proceso es cero.

El filtro de Kalman se corre iterativamente a partir de una distribución previa del vector de variables de estado (X_0 con vector de medias m_0 y matriz

de covarianza C_0). En cada nuevo período que recorre el filtro, se utiliza cada nueva observación Y_t junto con el vector de medias y la matriz de covarianza obtenida del paso anterior para predecir Y_{t+1} y calcular el vector de medias y la matriz de covarianza para las nuevas variables de estado correspondientes al paso posterior. Este método computa recursivamente las estimaciones para χ_t y ξ_t en la forma de una distribución condicional “a posteriori”, basándose en un *dataset* de precios *spot* y futuros dado, un conjunto de parámetros del modelo dado, y una matriz de covarianza de errores de medición dada. En otras palabras, este procedimiento permite estimar las variables de estado del modelo descrito, a lo largo del tiempo, dado un conjunto predeterminado de parámetros que rigen el proceso, que se asumen conocidos. Cuando los parámetros del modelo y la matriz de covarianza de medición no son conocidos, podrán ser estimados mediante estimación de máxima verosimilitud. Como el filtro de Kalman también permite calcular eficientemente la verosimilitud de un conjunto de observaciones dado un conjunto particular de parámetros, al variar tal conjunto de parámetros y reiniciar el proceso de filtrado se puede conocer el conjunto de tales parámetros que maximice tal función de verosimilitud. Es decir, el método permite encontrar los estimadores de máxima verosimilitud para tales parámetros que rigen la dinámica de la variable de interés, en este caso el precio. En el modelo planteado por Schwartz and Smith (2000), se debe estimar un conjunto de siete parámetros: $\mu_\xi, \sigma_\xi, \sigma_\chi, \kappa, \rho_{\chi\xi}, \mu_\xi^*, \lambda_\chi$. Además, se deben estimar también los términos comprendidos en la diagonal de la matriz de covarianza para los errores de medición ($V = [s_1^2, \dots, s_n^2]$, con $(n+1)\frac{n}{2}$ variables libres, siendo n el número de contratos futuros utilizados en la estimación de las variables de estado del modelo). En el presente trabajo se toma el criterio adoptado por Goodwin (2013). Se maximiza mediante la función `scipy.optimize.minimize` en *Python*, mediante el algoritmo de punto interior, una función de verosimilitud logarítmica respecto de $\theta = [\mu_\xi, \sigma_\xi, \sigma_\chi, \kappa, \rho_{\chi\xi}, \mu_\xi^*, \lambda_\chi, s_1^2, \dots, s_n^2]$:

$$\max_{\theta} \sum_{t=1}^{n_T} \left(-\frac{n}{2} \ln(2\pi) - \frac{1}{2} \ln |P_{t|t-1}| - \frac{1}{2} e_t' P_{t|t-1} e_t \right); \quad (16)$$

donde e_t son los errores entre los precios *spot* y futuros observados y los valores predichos por el filtro, y P es la matriz de covarianza de los errores de medición.

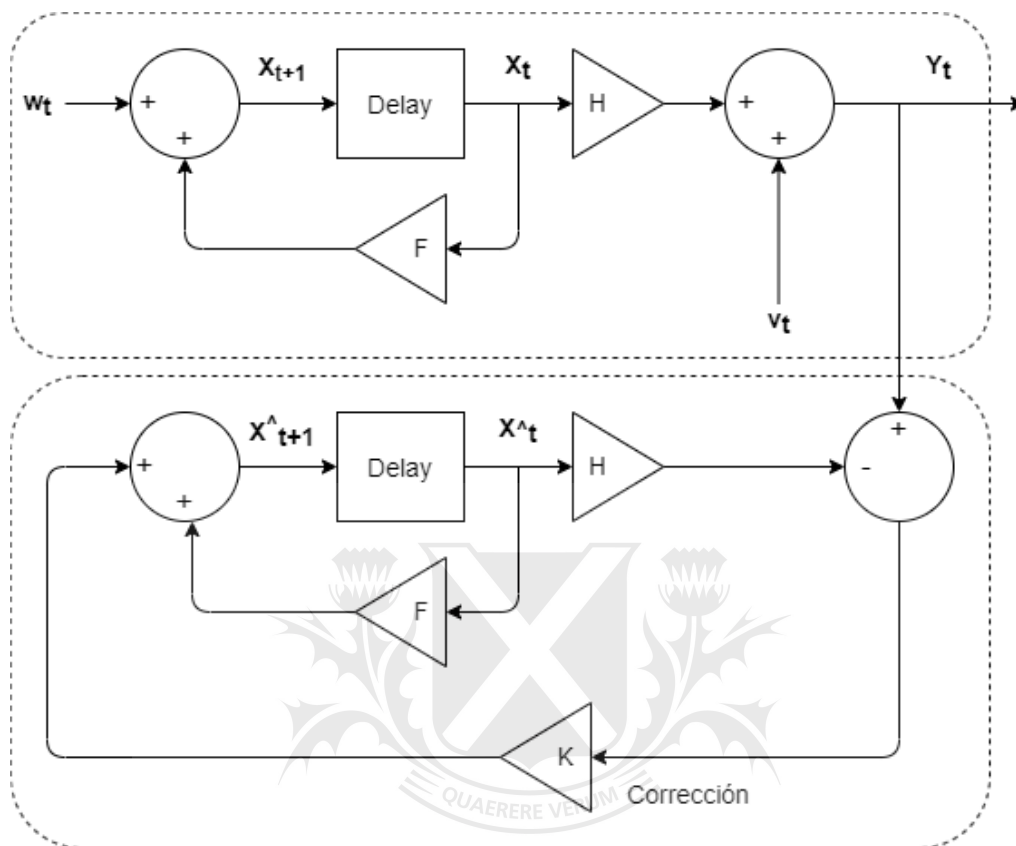


Figura 1: Filtro de Kalman¹

San Andrés

4.3. Métricas de riesgo

El informe metodológico *RiskMetrics* emitido por el banco J.P. Morgan y la agencia de información Reuters (Longerstaey and Spencer (1996)) define al *riesgo* como el grado de incertidumbre respecto de valores futuros. El riesgo de mercado abarca entonces todo lo relacionado a tal incertidumbre sobre valor futuro, cuando la misma resulta de posibles cambios en las condiciones de los mercados (por ejemplo, precios de los activos o tasas de interés). Las métricas de riesgo mercado, cuyo propósito es medir este grado de incertidumbre, son fundamentales para resumir el potencial para la ocurrencia de desvíos respecto de un valor objetivo o esperado (Alexander (2004)).

El concepto de *Value at Risk* (VaR) se utiliza como una medida del cambio máximo (pérdida) potencial de un valor (por lo general, de un portfollio

¹ \hat{X}_t : valor predicho para X_t , K : ganancia de Kalman, F : operador *forward*.

de instrumentos financieros) con una cierta probabilidad de ocurrencia, sobre un período de tiempo determinado. Pero esta métrica también puede ser utilizada para evaluar la probabilidad de que una compañía se vuelva insolvente, o la probabilidad de incumplimiento (*default*) de sus obligaciones, por lo cual se convierte en una herramienta valiosa para modelar riesgos. Al usar esta medida de riesgo, un analista estaría interesado en formular una afirmación con la siguiente forma: “Existe un X % de certidumbre de que no se sufrirá una pérdida por más de V valor durante los próximos N períodos de tiempo”, donde la variable V es el VaR del portafolio. V consiste en la pérdida esperada con una probabilidad de $(100 - X)$ % de ser excedida en el transcurso de N períodos. Alexander (2008) define el VaR a partir de dos parámetros básicos:

- El nivel de significación (α) o nivel de confianza $(1 - \alpha)$.
- El horizonte de riesgo (h), que se corresponde con el período de tiempo en el cual se mide la pérdida esperada.

Un modelo de VaR se basa en cambios esperados a futuro (*forward looking*). Por lo tanto, tal modelo de estimación de VaR producirá un pronóstico de riesgo sobre la duración h del próximo período de tiempo. Se asume que los cambios en tal valor son independientes, idénticamente distribuidos, y siguen una distribución normal con valor esperado μ_h y desvío estándar σ_h , entonces la fórmula para el VaR con un nivel de significación α , como porcentaje del valor del portafolio, será:

$$VaR_{h,\alpha} = \phi^{-1}(1 - \alpha)\sigma_h - \mu_h. \quad (\text{Value at Risk})$$

Mientras que el VaR responde a la pregunta “¿Qué probabilidades hay de tener malos resultados?”, existe una métrica complementaria al VaR que responde a “Una vez que los resultados fueron malos, ¿cuánto se puede llegar a perder en promedio?”. Esta métrica se denomina *Expected Tail Loss* o *Expected Shortfall*, e indica la pérdida esperada durante un período N de tiempo condicional a que tal pérdida sea mayor a la indicada por el VaR.

Existe una medida análoga al VaR, conocida como *Cash Flow at Risk* (*CFaR*), que permite a las corporaciones o empresas no financieras la posibilidad de identificar, cuantificar y gestionar el riesgo al que se ven sometidas en el desarrollo de sus actividades frente a los cambios en diversos factores de mercado. El *CFaR* busca medir (al igual que el VaR, con un determinado nivel de significación) la potencial pérdida en el flujo de fondos generado por tal corporación en un horizonte de tiempo dado. Es decir, la medida responde a la pregunta de cuánto se podría desviar la compañía, hacia el *downside*,

respecto de su *performance* esperada. También se puede utilizar este mismo concepto aplicado a distintas métricas corporativas, como por ejemplo *EBIT-DA* o ventas. Complementariamente al *CFaR*, se suele utilizar la medida de *Cash Flow Expected Shortfall (CFES)*, que cuantifica la pérdida esperada condicional a la superación del umbral establecido por el *CFaR*.

A diferencia del VaR, el cual típicamente se aplica sobre horizontes cortos de tiempo (solo algunos días), la medida de *CFaR* suele aplicarse a períodos más largos, como semanas o meses (Pergler and Rasmussen (2013)). Por otro lado, la mayoría de las compañías que utilizan esta métrica, a diferencia de las entidades financieras, calculan el *CFaR* a un nivel de confianza de no más de 95%. Esto es porque, al basarse en marcos temporales mucho más extensos, hacen que las colas incuantificables de la distribución se vuelvan casi una certeza. Para cuantificar el *CFaR* y poder determinar riesgos de impacto sobre los resultados del negocio, se deben mapear exposiciones a los factores de riesgo, modelar los flujos de fondos en base al impacto de tales factores, y modelar el comportamiento de tales factores de riesgo en base a datos de mercado (Liserra (2019)).

La evaluación de las propuestas elaboradas en el presente trabajo se realizará mediante la utilización y aplicación de las métricas de riesgo de *CFaR* y *CFES*, las cuales permitirán la comparación entre distintos escenarios contra un escenario base, de manera de poder determinar si tales propuestas son efectivas.

4.4. Simulaciones de Monte Carlo

La simulación histórica de escenarios es una técnica comúnmente utilizada para estimar métricas de riesgo como el VaR. Para la estimación de las probabilidades, y luego de las medidas de riesgo, se utilizará el método de simulaciones de Monte Carlo, que involucra la creación de un gran número de escenarios alternativos en los cuales se reevalúan las métricas de interés (como el flujo de fondos generado por la empresa modelo en cada período) a partir de los valores que tomen los precios de mercado relevantes en cada uno de esos múltiples escenarios, simulados a partir del modelo de Schwartz and Smith (2000). Estos datos definirán una distribución de probabilidad estimable, sobre la cual es posible calcular las métricas de riesgo de *Cash Flow at Risk* y *Cash Flow Expected Shortfall*. Dada la necesidad de reevaluar o reestimar completamente las variables de interés (como aquellas que componen el flujo de fondos de la compañía modelo planteada) que se ven impactadas por los vectores de precio determinados bajo cada escenario, este método resulta muy intensivo computacionalmente (Longerstaey and Spencer (1996)).

La metodología Monte Carlo consiste de cuatro etapas principales:

- Generación de escenarios: a partir de los parámetros estimados en el modelo dinámico, como niveles de volatilidad o correlaciones entre variables, se produce un número significativo de escenarios de precio;
- Revaluación: para cada uno de esos escenarios de precio simulados, se simula también el impacto generado sobre cada una de las variables de interés sobre las cuales se pretende calcular las métricas de riesgo, como aquellas que componen el flujo de fondos de la compañía modelo a analizar (flujos de caja libre);
- Distribución de probabilidad: se agrupan los resultados generados en cada uno de los escenarios alternativos, para así construir y estimar la distribución de probabilidad de la variable de interés.
- Resultados: se calculan las métricas de riesgo a partir de la distribución de probabilidad obtenida mediante las simulaciones.

Si se asumiera que la probabilidad de ocurrencia de cada evento posible está dada, entonces se pueden recrear un gran número de escenarios al azar, cuyas posibilidades se corresponderán con la distribución de probabilidad asociada asumida. De esta manera, la estimación de las métricas de interés nunca se ubicará con certeza dentro de los límites dados, pero solo con gran probabilidad, si es que el número de simulaciones es grande, de acuerdo a la ley de los grandes números y la teoría de la probabilidad (Metropolis and Ulam (1949)). El VaR se calcula como el percentil correspondiente a la distribución de probabilidad estimada mediante este método, para determinado nivel de significancia α . En la Figura 2 se muestra un ejemplo de ejercicio de simulación de senderos de precio de petróleo crudo.

Una de las ventajas del método Monte Carlo es que se adapta a modelos con procesos estocásticos y *payoffs* complejos. Por otro lado, una desventaja de este método es que tiende a requerir un gran poder de cómputo para poder reevaluar todos y cada uno de los escenarios. Muchas veces la eficacia del método depende del número de pruebas (Hull (2009)).

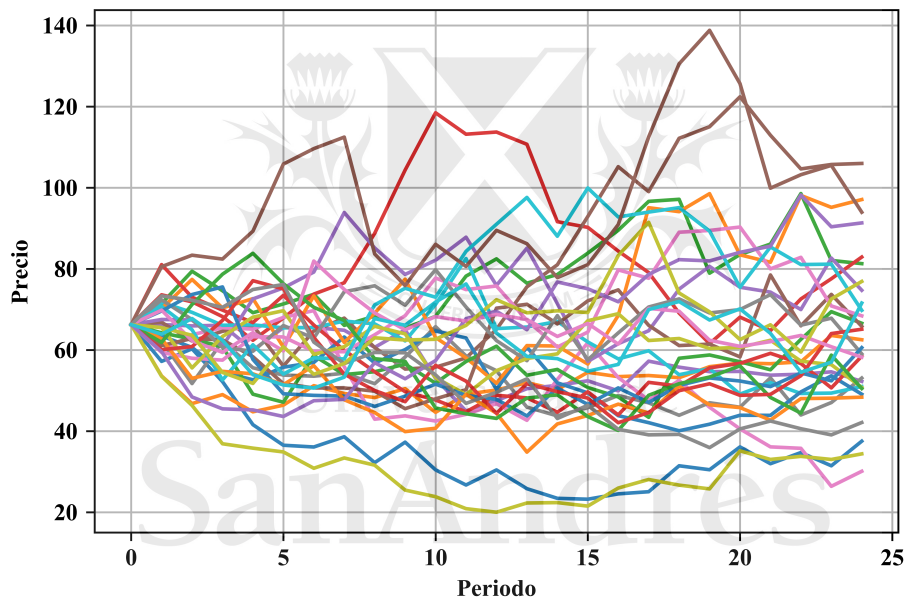


Figura 2: Simulaciones del precio

5. El mercado de petróleo crudo en los Estados Unidos

En la actualidad, luego de varios años de invertir fuertemente en el sector de hidrocarburo como eje estratégico de la política económica, los Estados Unidos han logrado la independencia a nivel energético sobre la base de energía neta (es decir, teniendo en cuenta lo exportado y lo importado). El petróleo y el gas natural proporcionan más de dos tercios de la energía que los estadounidenses consumen a diario (US Department of Energy (2020)). Para lograr este objetivo, fueron clave ciertos avances tecnológicos en los últimos veinte años, como la perforación horizontal y la fractura hidráulica multietapa (que a través de procesos a alta presión logran generar grietas en la roca madre, por donde fluye el hidrocarburo debido a la alta presión subterránea), ya que permitieron lograr un aumento drástico en la producción doméstica de petróleo y gas natural. Gracias a esto, los Estados Unidos pasaron de importar más del 50 % del petróleo consumido y procesado por sus refinerías a ser neto exportador. Los incrementos recientes en producción de crudo vinieron de la mano principalmente de recursos no convencionales, como *shale* y *tight* (American Petroleum Institute (2014)). En la Figura 3 se demarcan las áreas productoras hidrocarbúferas más importantes de los Estados Unidos. Las principales formaciones responsables del crecimiento de este tipo de producción son Permian (West Texas), Eagle Ford (Texas) y Bakken (Montana y North Dakota).

Sin embargo, a pesar de que la situación doméstica por el lado de la oferta de crudo ha mejorado notablemente en los últimos años en los Estados Unidos, los precios internos del crudo se mantienen dependientes de las condiciones de oferta y demanda globales en los mercados internacionales del *commodity*. En términos agregados, el mundo consume en promedio, aproximadamente, 100 millones de barriles de petróleo diarios (niveles prepandemia), habiendo crecido la demanda a un ritmo sostenido durante la última década. En 2020, este número se vio reducido aproximadamente a un nivel de 91 millones de barriles por día, un valor cercano al de los años 2013 – 2014. Los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), un cartel internacional que nuclea varios países productores de petróleo crudo, la única y más importante entidad que sindicaliza productores del mercado, produce aproximadamente el 30 % del consumo diario mundial del *commodity*. En contrapartida, a los Estados Unidos le corresponde aproximadamente casi el 13 % del crudo que se consume mundialmente por día (Energy Information Agency (2021)). Ninguna de las corporaciones multinacionales de Oil & Gas con base en Estados Unidos tiene más del 3 % de

la producción mundial (por ejemplo, Exxon en 2020 produjo aproximadamente unos 2,5 Mbbbl/día y Chevron aproximadamente unos 3 Mbbbl/día en 2019). Esto indica que, por su reducida participación en relación al total del mercado, a pesar de su tamaño, estas empresas privadas no posean individualmente el control sobre los precios del mercado, o no puedan influenciarlos fuertemente a partir de estrategias como la reducción de su producción.

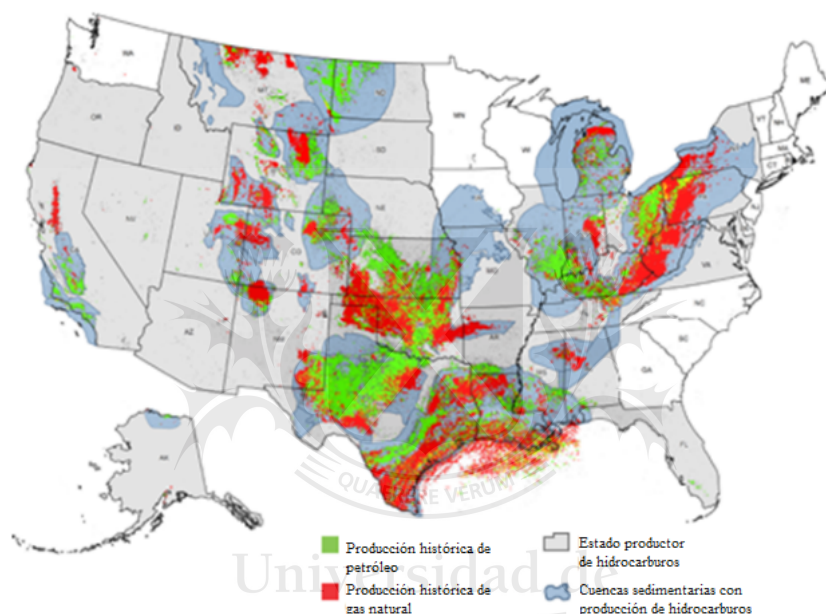


Figura 3: Cuencas productoras de hidrocarburos en los Estados Unidos ²

Además de la existencia de compañías de petróleo y gas integradas, que operan internacionalmente (multinacionales), el mercado de exploración y producción (*upstream*) de hidrocarburos de los Estados Unidos está marcado por una fuerte presencia de compañías independientes (IHS Global Insight (2011)). Se define de esta manera a aquellas compañías que solo poseen actividades en *upstream*, contrariamente a las compañías integradas, que además invierten en actividades de *midstream* (separación y transporte) y *downstream* (refino y comercialización de derivados).

Estas compañías independientes, desde la perforación en el año 1859 del primer pozo comercial de petróleo en ese país (pozo Drake), han tenido un rol

²Fuente: US Department of Energy

preponderante en la industria. Incluso, esto se ve reflejado en el inicio de las operaciones en cuencas de *shale*, con el ingreso de Mitchell Energy (la compañía independiente posteriormente adquirida por Devon) en la formación Barnett. En 2011, los productores independientes *onshore* dieron cuenta de aproximadamente el 40 % de la producción total estadounidense de petróleo crudo, y perforaron cerca del 94 % de los pozos para producción de hidrocarburos en ese país (Independent Petroleum Association of America (2014)). En cuanto al perfil de estas compañías de exploración y producción independientes, según *Independent Petroleum Association of America* (IPAA), las mismas son diversas en tamaño, pueden encontrarse desde empresas unipersonales hasta grandes corporaciones con cotización pública, y con miles de empleados. Un sondeo realizado por IPAA indica que alrededor de un cuarto de estas empresas en 2013 estaban listadas públicamente en bolsas como *New York Stock Exchange (NYSE)* o *National Association of Securities Dealers Automated Quotation (NASDAQ)*. Este relevamiento también reveló que, en aquel entonces, más de la mitad del financiamiento de la actividad de estas compañías se fondeaba con deuda proveniente de capitales privados (28.1 %, como su fuente primaria de fondeo), o con fondos de private equity (27.5 %).

Existen mercados regulados estandarizados donde se realizan transacciones de compra-venta de petróleo crudo, cuya unidad de cuenta más utilizada es el barril, los más importantes a nivel mundial son *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, donde se comercializan principalmente contratos correspondientes a la referencia WTI, y el *Intercontinental Exchange (ICE)*, donde se transan principalmente contratos de la variedad Brent. Se utiliza el término “mercado *spot*” para describir las transacciones que involucran la compra o venta de un *commodity*, como el petróleo crudo o productos refinados, con el vencimiento y entrega (*delivery*) más cercanos. En el mercado de crudo, los contratos *spot* típicamente implican la entrega del subyacente dentro del mes próximo, y por eso generalmente se los conoce como el mercado físico, ya que consisten en la compra o venta con entrega de volumen físico. Un contrato futuro, por el contrario, implica la obligación de entrega de una determinada cantidad de crudo en una fecha futura más alejada de la fecha de transacción, especificando el volumen, el tipo o calidad de petróleo, el precio, la fecha de vencimiento de la venta contra entrega, y la locación puntual donde deberá ser entregado el físico. A partir de que la gran mayoría de quienes comercian estos contratos suelen “cerrar” su posición, las transacciones con futuros rara vez involucran una entrega real. Cuando existe entrega del físico, el precio del futuro se convierte en precio físico al momento de vencimiento del contrato.

Si bien los mercados de futuros cuentan con una larga trayectoria institucional en muchos de los principales *commodities*, en el caso del petróleo

crudo constituyen una estructura relativamente nueva. Hace apenas algunas décadas, la anterior estructura de mercado basada en contratos rígidos de largo plazo dio paso a una estructura más eficiente, basada en formación de precios de contratos futuros a lo largo de toda la curva de distintos plazos de vencimiento, que permite actualmente a los compradores y vendedores mucha mayor flexibilidad para crear lazos comerciales. Por un lado, el mercado de futuros de crudo contiene información acerca de las expectativas del consenso de los actores que participan del mercado sobre los niveles y las condiciones de la oferta y la demanda. Por otro lado, el mercado de futuros les permite administrar riesgos a los productores y compradores dependientes de petróleo a partir de la operación de distintos contratos financieros. Un productor de crudo que tiene la posibilidad vender a futuro en el mercado puede fijar el precio de venta de los volúmenes a producir y así cubrir su capacidad de generación de fondos a futuro de las volatilidades del mercado *spot*. Cuando los precios actuales son relativamente bajos, el valor de los contratos futuros ya cerrados tiende al alza, de manera que se compensa la baja del precio del crudo recibido por el productor en sus ventas a través del mercado *spot*. Cuando los precios de los futuros con vencimientos más cortos exceden los de contratos con vencimientos más largos, indica que el consenso de mercado espera que el precio *spot* decline a futuro, proveyendo incentivos económicos a que se liquiden inventarios y así se re-balancee el equilibrio entre oferta y demanda. Bajo estas condiciones, se suele decir que el mercado de futuros está “*backwardated*”, mientras que si ocurre la situación opuesta, el mercado se encontrará “*in contango*”.

A pesar de que el rol de contrapartes financieras no comerciales, como *traders*, fondos de inversión o bancos, ha sido cuestionado, los mismos juegan un papel esencial en estos mercados a partir de que le otorgan liquidez y así permiten su funcionamiento eficiente.

6. Análisis y modelado de los factores de riesgo mercado

6.1. Riesgo de precio del petróleo crudo

Como el petróleo producido en fuentes situadas en distintas regiones del mundo se destina al mismo tiempo a varios mercados distintos, los precios se determinan por su oferta y su demanda en base global. A grandes rasgos, los cambios en el mercado del petróleo crudo se rigen a veces por distintos *shocks* desde el lado de la demanda (como en el caso de la situación de pandemia actual), pero también muchas veces por el lado de la oferta del *commodity*. Las disrupciones en la oferta pueden tener un impacto directo en los precios del mercado ya que generan incertidumbre sobre cuánto tiempo persistirá tal disrupción, o cuán rápido se puede generar nueva producción que supla el faltante generado. Estos mercados suelen ser extremadamente volátiles, debido a que los *shocks* mencionados ocurren con relativa frecuencia. Esta es la principal causa del factor de riesgo al que están expuestos los productores, y la razón principal por la cual cobran especial relevancia los mercados financieros que permiten descargar ese riesgo con distintas contrapartes, con intereses contrapuestos, y mediante diversidad de instrumentos financieros. A continuación se presenta un análisis de riesgo de la variable de interés, el precio del petróleo crudo WTI. A tal fin, se toman los precios de cierre del contrato futuro más corto del mercado (vencimiento en el mes próximo). Por otro lado, en línea con la estructura del flujo de fondos de la empresa modelo, planteado en base mensual, el análisis de riesgo se realiza también sobre los retornos mensuales del precio del WTI (CL1), desde el año 2004 hasta la actualidad. De resultar que la distribución de los retornos del WTI no se asemeje a ninguna distribución conocida, será imposible utilizar tal distribución conocida para la estimación de la dinámica de la variable de interés. De esta manera, se generará la necesidad de aplicar el modelo de dos factores de Schwartz and Smith (2000) para poder estimar la dinámica del precio, que permitirá consecuentemente calcular las métricas de riesgo a las que la compañía modelo estará expuesta, y así también proponer una estrategia alternativa para la cobertura de riesgos.

La Figura 4 muestra la evolución histórica del precio del WTI en las últimas décadas. Luego de las crisis internacionales del petróleo en 1973 y 1979, durante las décadas de 1980 y 1990 el precio del *commodity* se vio inmerso en una tendencia decreciente a partir de un exceso de oferta creado por un gran aumento de producción en esos años, y luego de la desregulación del mercado introducida por el presidente Reagan en los Estados Unidos. Desde

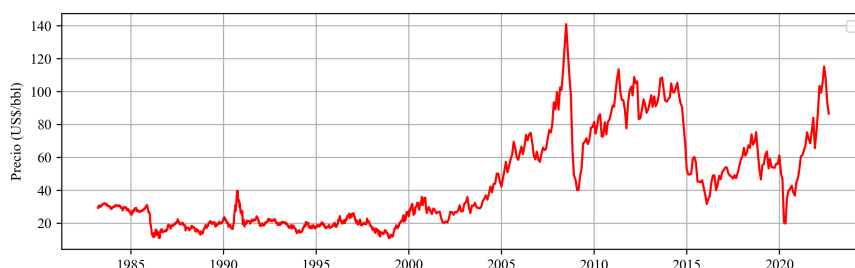


Figura 4: Precio del petróleo crudo

2003 hasta 2007, los precios internacionales del crudo se más que duplicaron debido al fuerte incremento de la demanda de dos países emergentes: China e India. Hacia 2006, se había consumido la capacidad de producción de crudo de reserva. Luego de la crisis internacional en el año 2008, que trajo aparejada una baja hasta por debajo de los 50 dólares por barril a partir de la caída en la actividad, los precios volvieron a duplicarse en un período de apenas un par de años, para volver a ubicarse en niveles de alrededor de los 100 dólares por barril. En el período 2010 – 2012, la recuperación económica resultó en el crecimiento de la demanda mundial de energía, siendo empujada principalmente por el crecimiento las economías emergentes de Asia y el Pacífico. Además, también ocurrieron algunos episodios disruptivos por el lado de la oferta, causados por la inestabilidad política en las regiones de Medio Oriente y el norte de África, o como las sanciones impuestas a Irán. Por otro lado, la oferta mundial también se vio afectada por el declino de los campos maduros del Mar del Norte, en Noruega y Reino Unido. A partir de 2014, la creciente producción estadounidense y canadiense a partir del surgimiento de nuevas tecnologías que permitieron explotar recursos no convencionales a escala, generó una baja considerable en el precio del *commodity*, a partir de que Estados Unidos dejara de depender de los mercados controlados por la OPEP. Esto generó una reacción de la OPEP, que decidió recortar su producción para volver a niveles anteriores. Junto con nuevas sanciones sobre Irán, y conflictos políticos en Venezuela, el precio del crudo volvió a repuntar hasta 2020, año en el cual se dio la baja más grande en la historia mundial del petróleo, llegando los futuros sobre WTI a tocar niveles de -37 dólares por barril como resultado del *shock* negativo en la demanda. A pesar de esta pronunciada caída en las cotizaciones internacionales en los mercados de energía, el impacto no tuvo una duración prolongada. Las compañías productoras comenzaron a reacomodar sus planes de gasto e inversión, lo que redundó en proyecciones de producción más conservadora. Esto llevo a



Figura 5: Evolución de precios y retornos mensuales del WTI

pensar que, cuando la demanda se recuperara por completo, la oferta de energía, incluyendo al petróleo crudo, resultaría escasa en comparación con una demanda reconfigurada. Sumado a esto, el año 2022 inició con un nuevo *shock* importante, también desde el lado de la oferta: la invasión de Rusia a Ucrania generó nuevos planteos en cuanto a la estrategia de aprovisionamiento de energía segura en Europa, lo cual se vio reflejado en los precios internacionales, llevándolos a su mayor nivel en los últimos siete años.

La Figura 5 muestra la evolución de los precios históricos del WTI entre los años 2004 y la actualidad con frecuencia mensual en conjunto con los retornos mensuales correspondientes. La Figura 6 muestra los mismos retornos mensuales ordenados en un histograma, en el cual se compara la distribución resultante contra una distribución normal estándar. A partir de la aplicación de las métricas explicadas en la Sección 4.3 sobre los retornos mensuales del precio del crudo, se estiman entonces los valores presentados en el Cuadro 1, que explican el perfil de riesgo de la variable de interés. Del análisis de los resultados presentados en el Cuadro 1, se puede concluir que la dinámica de la variable presenta reversión a la media de largo plazo. En este mismo sentido, el retorno medio de la muestra presenta un valor cercano a 0%, como se puede ver en la Figura 6 aunque, de todas maneras, la distribución muestral también presenta asimetría negativa. Además, se concluye que la distribución de los retornos no se comporta como una normal, a partir del alto valor obtenido en el coeficiente Jarque-Bera (se rechaza la hipótesis de normalidad de los retornos con $\alpha = 1\%$) y de *kurtosis* excedente.

Por último, se calculó el VaR y el ETL sobre la variable de interés, el

Parámetro	Valor
n	224
Media	0,0042
Desvío	0,1191
Curtosis	12,6914
Asimetría	-1,4473
Jarque-Bera	954,8156
α	1,00 %
Value at Risk	0,2674
Expected Tail Loss	0,5121

Cuadro 1: Análisis de riesgo WTI

precio del primer contrato petróleo crudo WTI, en el período mencionado, tomando al precio como el valor de portafolio. Los resultados indican que, con un 1 % de probabilidad, el precio del crudo podría llegar a perder más de aproximadamente un 26,7 % de su valor en un horizonte de un mes. Más allá de esto, condicional a haber sobrepasado el límite indicado por el VaR, la pérdida esperada en el valor del crudo es de aproximadamente 51,2 % mensual.

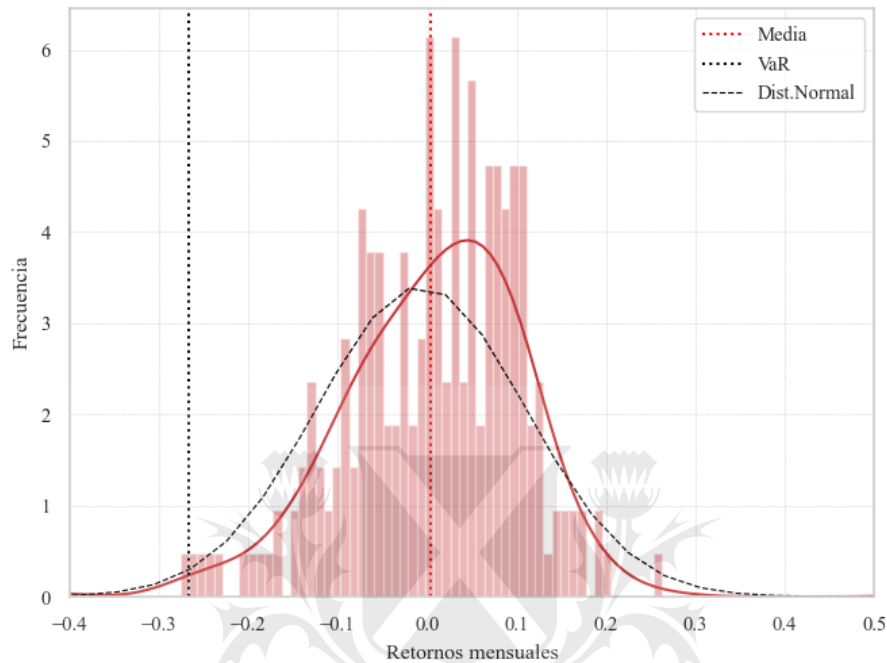


Figura 6: Histograma de retornos mensuales

6.2. Caso de estudio: *Oil-Linked Bonds* en la historia

Existen distintos tipos de bonos que indexan sus pagos a *commodities*, entre ellos se distinguen dos variantes principales. En los *option bonds* (según la clasificación realizada por Atta-Mensah (2004), pero también denominados por Priovolos (1987) como *commodity-linked bonds*), los pagos de cupón son similares a los de un bono convencional, con la diferencia de que al vencimiento del título el tenedor recibe, además del valor nominal del bono, una *call option* (opción de compra) o una *put option* (opción de venta) de una cantidad determinada del *commodity* a un determinado precio de ejecución (*strike*). En esta primera categoría de bonos, el emisor puede recibir, a cambio de la opción que le otorga al inversor, la opción de pagar el valor mínimo entre el valor nominal del bono y el valor de referencia del *commodity* a la fecha de vencimiento del título. En cambio, en los *forward bonds* (denominados de esta manera por Atta-Mensah (2004), también denominados como *commodity-convertible or -indexed bonds* por Priovolos (1987)) el pago de cupón y/o principal al tenedor del título está linealmente relacionado con el precio de una cantidad fija del *commodity* de referencia. Estos últimos pue-

den diferenciarse en relación al *delivery* de unidades físicas del subyacente: los convertibles confieren al inversor la opción de recibir cierta cantidad del *commodity* al madurar el bono. En la presente sección se describen distintos casos de bonos cuyos *payoff* se vinculaban al precio o a índices relativos a petróleo crudo.

En el año 2008, Bank of America realizó una oferta pública de *Commodity-Linked Notes* (CLN) con un plazo de madurez de cinco (5) años. Las mismas constituían un claro ejemplo de *forward bonds*. Estas notas *senior* y sin garantía no devengaban ningún cupón, sino que proponían al inversor recibir, al vencimiento y junto con el principal, un premio adicional (el “*Supplemental Redemption Amount*”). Tal premio se determinaría de la siguiente manera:

- si a la fecha de vencimiento la variación porcentual entre el precio de referencia en dólares para un barril de petróleo crudo WTI al vencimiento y un valor inicial de 100.85 dólares por barril fuera menor a 0 %, entonces el inversor no recibiría ningún premio (solo cobraría al vencimiento el valor del principal);
- si tal valor de referencia a la fecha de vencimiento fuera superior al valor inicial, el inversor recibiría al vencimiento un premio sobre el capital compuesto por tal porcentaje de variación (entre valor inicial y final) multiplicado por un factor de participación de 120 % (resultado de la licitación pública del instrumento).

En este caso, las pérdidas del inversor se limitaban al valor de la porción de cupón resignado a cambio de la obtención de participación sobre la valorización del petróleo crudo. Por otro lado, desde el punto de vista del emisor, la estrategia implícita al momento de emitir estas notas se basaba probablemente en una visión bajista del mercado de petróleo: ante aumentos del precio, se comprometían a pagar una mayor carga de servicios de deuda.

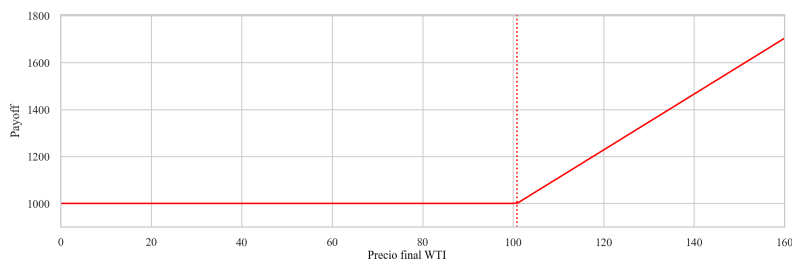


Figura 7: *Payoff* del bono BofA 1

Como punto relevante a tener en cuenta, el valor inicial del barril de petróleo crudo WTI para el año 2008 (teniendo en cuenta que las mencionadas CLN fueron lanzadas al mercado a fines de febrero de ese año) fue cercano a los 100 dólares estadounidenses. El valor de referencia había escalado durante los últimos años desde cerca de los 60/70 dólares, lo que generaba la sensación de estar tocando máximos, y por lo tanto de que las probabilidades de que el *Commodity-Return* al vencimiento fuera grande eran bajas. A las pocas semanas de la emisión, el barril de WTI llegó a valores de 145 dólares.

En 1979, el gobierno de México, uno de los estados productores de hidrocarburos más importantes de Latinoamérica, lanzó al mercado una emisión de bonos denominados en moneda local (pesos MXN), con amortización a los tres años de la fecha de emisión. La particularidad de estos bonos es que por cada 1.000 nominales los títulos estaban respaldados por 1,95354 barriles de crudo y pagaban un cupón de 12,65823 % de interés anual. Al vencimiento, el inversor recibiría el monto de capital de acuerdo al valor nominal en cartera, más una prima calculada como el excedente del valor del respaldo en barriles de crudo a esa fecha sobre el valor nominal del título, de ser positivo, además del cupón mencionado anteriormente. Por otro lado, al estar denominado en moneda local pero a la vez respaldado por un subyacente con precio dolarizado, el inversor también se beneficiaba de una cobertura al riesgo tipo de cambio. Para referencia, ese mismo año el Banco de México había inyectado recursos a los bancos locales en créditos a corto plazo, ante una situación de iliquidez, a tasas mayores que el 23 % anual (Banco de México (1980)), lo que da cuenta del diferencial de tasa de interés que se logró obtener con la emisión del bono respaldado por barriles de crudo. De forma complementaria, el principal logro de la política económica de ese año había sido reducir drásticamente el ritmo de la inflación hacia niveles del 20 %.

Otro caso alternativo, similar a los presentados, fue el de la emisión de nuevas CLN por parte de Bank of America nuevamente, anunciada mediante un suplemento de precio preliminar el 30 de junio de 2008 (la cual posteriormente nunca llegó a lanzarse al mercado), complementario al mismo prospecto de la emisión descrita arriba. Estas CLN, que habían sido pensadas como deuda *senior* no garantizada con un vencimiento a los dos (2) años de la fecha de emisión, se vincularían al cambio absoluto en el precio del WTI y no devengarían un interés sobre el principal, sino que el único adicional al vencimiento para el inversor sería un *Supplemental Redemption Amount* que consistía en una prima en porcentaje sobre el monto de capital, a recibir por el inversor (tal porcentaje a definir en la fecha de licitación del instrumento, pero no podía ser inferior al 14 %) sujeto al cumplimiento de:

- el precio de referencia del WTI se ubicaba, a la fecha de valuación

(que coincidía con la madurez del bono) por encima de la barrera superior (140 % del valor de referencia del WTI a la fecha de licitación del instrumento); o

- el precio de referencia del WTI se ubicaba, a la fecha de valuación por debajo de la barrera inferior (60 % del valor de referencia del WTI a la fecha de licitación del instrumento).

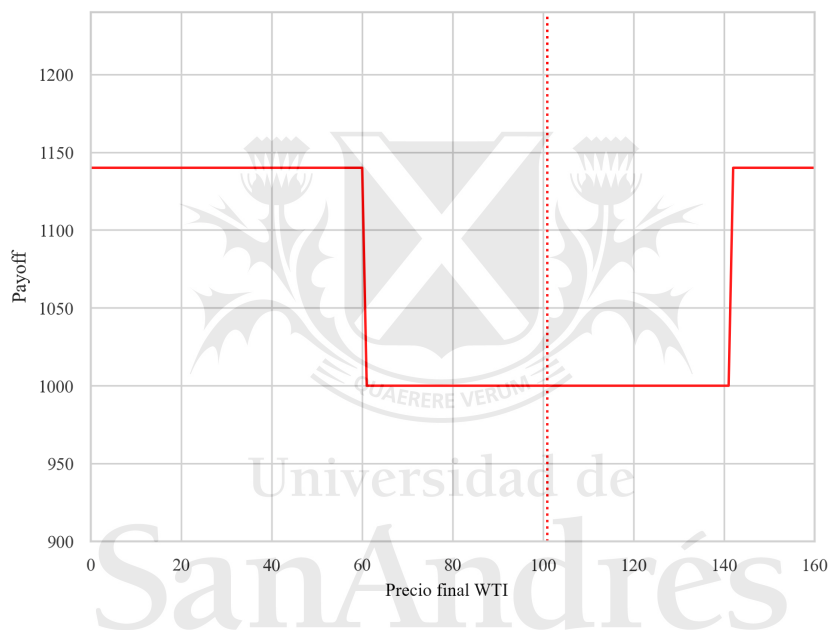


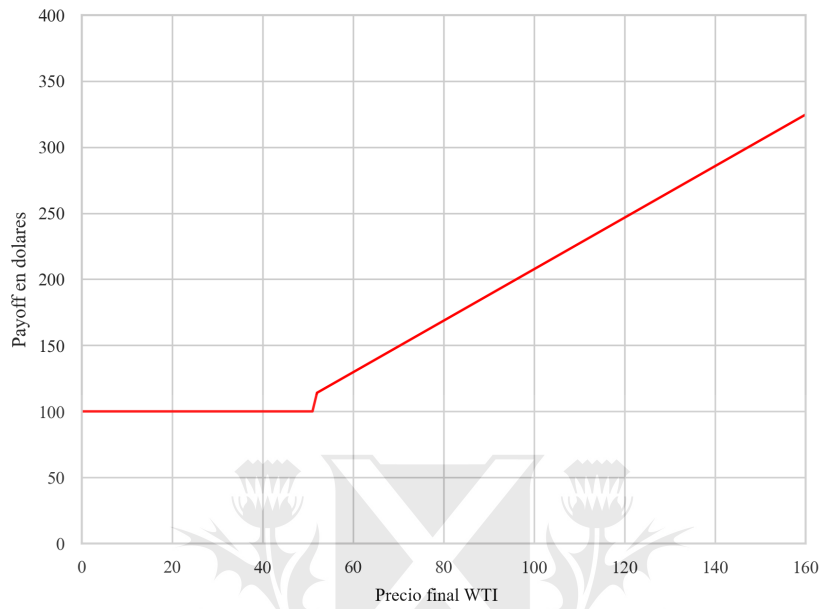
Figura 8: *Payoff* del bono BofA 2

A diferencia de los anteriores, este último caso podría encuadrarse, dentro de la clasificación primaria que hace Atta-Mensah (2004), como un *option bond*. En este caso, a pesar de que el comprador del título no tiene seguridad del rendimiento que le generará su tenencia si lo mantiene en cartera hasta su madurez, tanto el monto máximo como el monto mínimo a recibir por el inversor están limitados. Por otro lado, invertir en las notas no otorgaba el derecho a recibir en ningún momento, ni ningún interés en unidades físicas de crudo WTI ni contratos de futuros sobre este subyacente. Desde el punto de vista del emisor, la estrategia implícita al momento de emitir estas notas se basaba en una apuesta a la relativa estabilidad del precio del *commodity* (con

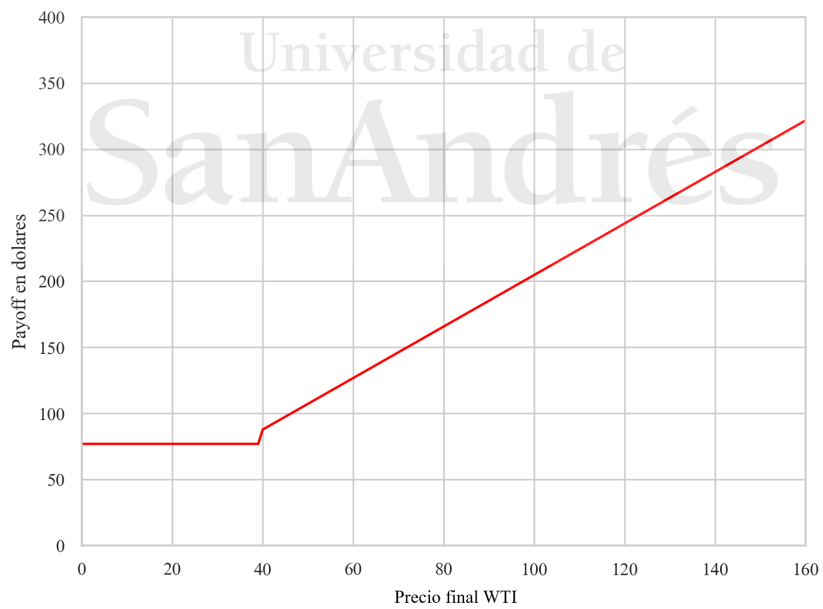
resultados similares a los de una estrategia “cóndor comprado” con opciones financieras): siempre que el precio del subyacente se mantuviera cercano al precio inicial (en un rango bastante amplio, de entre -40 % y +40 %), le permitiría financiarse a costo cero. Por el contrario, si el subyacente al momento del vencimiento del título se ubicaba por fuera del rango, el emisor sufriría probablemente una pérdida, asociada a la diferencia entre el servicio de deuda a pagar (14%) y el cupón que hubiese pagado de haber emitido un título convencional, probablemente por un valor mucho menor en términos nominales.



Universidad de
San Andrés



(a) Sin devaluación



(b) Con devaluación del 30 %

Figura 9: *Payoff* bonos del gobierno de México (1979)

7. Estructura teórica del flujo de fondos de la compañía modelo

Para la evaluación de las distintas alternativas propuestas en el presente trabajo, se requiere el armado de un esquema modelo que explique de manera simplificada la generación de caja de la compañía teórica y tenga en cuenta las distintas variables que de forma directa o indirecta afecten tal generación de fondos, de manera de poder simular el impacto de los cambios en el nivel de precio en cada una de las múltiples simulaciones realizadas con el modelo de dinámica estimado. Este esquema simplificado de flujo de fondos servirá de base para el cálculo de las métricas de riesgo, y para concluir si tales propuestas son de utilidad para acercarse al objetivo de sostenibilidad del *cash flow* de la compañía modelo. Para la aplicación y evaluación de tales métricas se tomará un período de tiempo de 24 meses. En el Anexo A se detalla un listado con las compañías estadounidenses productoras de petróleo crudo, tanto integradas como independientes, que son analizadas a los fines de plantear los supuestos de valores promedio utilizados para la construcción de la estructura de flujo de fondos de la empresa modelo analizada en el presente trabajo. Para cada una de ellas, se detalla información respecto de ciertas métricas financieras, que permiten entender en promedio cómo se compone la generación de fondos de las empresas que operan en el rubro. Los valores de las variables a utilizar en el modelo para la estimación de métricas de riesgo se tomarán como supuestos construidos a partir de los valores presentados en el Anexo A.

7.1. Producción y costos

Se plantea una compañía modelo cuyo negocio consiste únicamente en la producción y exportación de petróleo crudo. Es decir, solamente produce el *commodity* y lo vuelca al mercado, vendiéndolo sin refinar ni procesar, y obtiene sus ingresos vendiendo, dentro del correspondiente período de tiempo, el 100 % de su producción (Q) en el mercado internacional, el cual se encuentra atomizado, convirtiendo a la compañía productora en tomadora de los precios que en ese mercado se determinen. A partir de la observación y análisis de las compañías mencionadas, para la empresa modelo se define un valor de producción de 400 mil barriles de crudo por día en promedio.

Los costos de producción o *lifting costs* son los incurridos para la operación y mantenimiento de pozos, equipos y facilidades relacionados a la producción, después de que los hidrocarburos ya fueron encontrados, adquiridos y desarrollados para su producción. Por lo general, estos gastos se expresan

en escala de barril equivalente. Para el presente trabajo, se tomó un nivel de *lifting costs* equivalente a unos 10 dólares por barril, similar al de las compañías productoras listadas. Como supuesto del modelo, se asume que para la empresa teórica este nivel de producción se genera a partir de inversiones realizadas en períodos pasados, las cuales ya han sido erogadas y por lo tanto, a los fines prácticos del ejercicio a realizar en el presente trabajo, se las considera un costo hundido. A partir de suponer que la compañía ha decidido no ingresar en proyectos para explotación de nuevas áreas, y debido a que no está en sus planes destinar nuevas inversiones (*Capex, Capital Expenses*) a desarrollar producción incremental, se asume que la variable de cantidad (Q unidades) se mantendrá constante en el tiempo, en el nivel mencionado.

El nivel de producción de cualquier pozo ya perforado y activo depende en gran medida del nivel de presión subterránea. Esta presión se reduce a medida que transcurre el tiempo desde la perforación, debido a que la extracción de volumen libera a la formación rocosa de tal presión natural. Este efecto, junto con el agotamiento propio de los recursos en cada pozo, es una de las causas que explican las curvas de declino natural de producción en cualquier compañía petrolera. Para mantener el volumen de producción al menos constante, es decir, para revertir el declino de la curva de producción, las empresas petroleras deben realizar inversiones adicionales todos los años, que se destinan a la perforación de nuevos pozos dentro de la misma cuenca con su consecuente incremental de producción, o a la estimulación de pozos ya existentes mediante distintas técnicas que generan mayores niveles de presión subterránea (*Oil Recovery*). En términos de generación de caja, estas necesidades implican la realización año tras año de inversiones o gastos de capital de mantenimiento (*Maintenance Capex*). A partir de la observación y análisis de las compañías mencionadas, para que la empresa modelo mantenga un valor de producción de unos 400 mil barriles de crudo por día, se asume un *Capex* de mantenimiento de unos 3 mil millones de dólares en promedio por año para la empresa modelo a analizar.

Por último, la compañía incurre regularmente en costos fijos, luego del gasto en inversiones, desarrollo de áreas y terminación de pozos, que consisten principalmente en gastos de operación, administrativos, de alquileres y mano de obra, etc. En línea con lo observado respecto del resto de las compañías mencionadas, se eligió tomar un valor de *Opex (Operating Expenses)* de aproximadamente unos 12 dólares por barril, lo cual se condice con un gasto de aproximadamente unos 1.750 millones de dólares en promedio por año incluidos en el *cash flow* de la empresa teórica al nivel de producción asumido.

Los costos de la compañía teórica serán entonces:

$$Cu = LiftC + Opex \quad (17)$$

$$ETot = Cu * Q + MC \quad (18)$$

donde Cu es el costo por barril producido o costo unitario, que reúne el gasto operativo de mantenimiento $Opex$ y los costos de producción variables $LiftC$, y $ETot$ es el egreso operativo total mensual, definido por el costo unitario, la cantidad producida Q , y las inversiones de mantenimiento MC . En la Figura 10a se muestra la sensibilidad de los costos totales mensuales de la compañía modelo al precio del WTI, siendo los mismos independientes.

7.2. Ingresos

La compañía modelo obtiene sus ingresos únicamente de la venta de su producción de crudo en el mercado. El precio al cual la compañía vende su producción es P dólares por barril, siendo P equivalente a la cotización del WTI, por un factor de corrección π que depende de la calidad del crudo vendido (a mayor calidad, mayor precio realizado, y por lo tanto $\pi > 1$). En el presente trabajo, se asume que la calidad del crudo vendido es equivalente a la de la especificación estándar correspondiente a la referencia WTI ($\pi = 1$). Los ingresos constituyen la línea del flujo de fondos de la empresa que está expuesta directamente al riesgo de mercado.

En la Figura 10b se muestra la sensibilidad de los ingresos totales mensuales de la compañía modelo al precio del WTI, y consecuentemente la exposición al riesgo de mercado del crudo. En la misma se puede apreciar cómo estos ingresos claramente dependen linealmente de la variable precio. Si la compañía vendiera su producción a un precio que fuera corregido por un factor de especificación, resultado de una calidad diferente del crudo respecto del *benchmark*, esto solamente tendría el efecto de incrementar la pendiente de la curva de exposición. Si se incrementara el nivel de producción también se incrementaría esta pendiente.

7.3. Impuestos y regalías

En el presente trabajo se asume que la compañía opera en una economía sin impuestos. Realizar este supuesto teórico permite apreciar de manera simple el impacto directo de los movimientos del precio sobre el *free cash flow* de la compañía, sin las distorsiones que la intervención fiscal puede generar.

Uno de los tributos más comunes y con mayor impacto sobre las compañías en el sector petrolero son las regalías. Como los propietarios de los recursos generalmente no son las misma compañías que los explotan, estas deben abonar *royalties* por su extracción y producción, para poder luego comercializarlos como propios. Las regalías generalmente se determinan sobre el nivel de crudo producido, como un porcentaje del precio en boca de pozo, y se pagan al dueño del recurso. En la República Argentina, los beneficiarios de estos tributos sobre los recursos del subsuelo son los estados provinciales. Sin embargo, en los Estados Unidos el dueño del recurso suele ser el mismo propietario de la tierra en donde se perfora el pozo. Es decir, los *royalties* son un derecho cobrado por los propietarios de la tierra concesionada a cambio del crudo extraído.

El impuesto a las ganancias es uno de los impuestos más habituales en todos los países del mundo. Consiste en aquel impuesto que los fiscos cobran a los ciudadanos sobre las ganancias generadas por sus actividades. Se calcula a partir aplicar de una tasa porcentual sobre la base de las ganancias de la empresa en el período fiscal correspondiente. Consiste en un impuesto progresivo, a partir de que quienes tengan mayores ingresos deberán pagar mayores impuestos.

7.4. Intereses

La empresa teórica, para llevar a cabo la explotación de sus pozos petrolíferos, debió realizar inversiones en el pasado. Tales inversiones fueron fondeadas mediante capital propio más emisión de deuda financiera a largo plazo en el mercado de capitales internacional. El modelo de empresa teórica asume que en $t = 0$ la empresa se financió originalmente en parte con la emisión de títulos de deuda (D) y el resto con capital propio (E). Por otro lado, la estructura de capital de la compañía presenta un alto grado de apalancamiento ($D/E > 1$). Esto genera un significativo nivel de dependencia del *cash flow* respecto de esta fuente de financiamiento y de su costo.

A partir de la observación y análisis del nivel de deuda de múltiples compañías petroleras en los Estados Unidos, se asume que la empresa modelo maneja un nivel de deuda (D) por un valor de aproximadamente 15 mil millones de dólares, el cual le permite gerenciar sus operaciones con el capital necesario y en niveles razonables. Se asume que el vencimiento final de los títulos de deuda opera a largo plazo, en una fecha que queda por fuera del período analizado bajo el modelo planteado en el presente trabajo. Además, se toma como supuesto que el capital de la deuda se amortiza íntegramente al vencimiento de la misma.

Los títulos de deuda financiera emitidos por la compañía devengan in-

tereses a la tasa de interés que se fijó en el proceso de licitación primaria del bono (en un período anterior a $t = 0$), donde se asume que los inversores de renta fija le demandaron a la compañía un nivel de cupón acorde a su perfil de riesgo crediticio, y que considera también el de sus accionistas (asumiendo que estos últimos tienen una excelente calidad crediticia). A partir del análisis de la carga de intereses financieros pagados por las compañías analizadas en el Anexo A, para la compañía teórica bajo estudio en el presente trabajo se asume una tasa de interés nominal anual del 5,0 %. Tal tasa se mantendrá fija durante el período de vigencia del instrumento de deuda. A modo de aclaración, posteriormente al momento de la emisión de los títulos de deuda, la tasa de interés fijada al momento de la emisión no dependerá de las variaciones en el riesgo crediticio de la compañía, las cuales corresponderán principalmente al nivel de volatilidad en el precios de referencia del WTI. Es decir, una vez fijada, la tasa de interés se vuelve independiente de los cambios en el perfil de crédito de la compañía. En cuanto a la periodicidad de pago del cupón, la empresa cancela la totalidad de los intereses devengados en cada período mensual t . Los intereses están dados por:

$$I = i * D, \quad (19)$$

donde I es el interés total mensual, i es la tasa de interés nominal anual, y D es el monto total de deuda de la compañía teórica. En la Figura 10c se muestra la sensibilidad de los intereses pagados mensualmente por la compañía modelo sobre su deuda financiera, siendo los mismos independientes respecto del precio del WTI.

7.5. *Free Cash Flow to Equity*

A partir de lo descrito en las secciones precedentes, el nivel de caja generado por el resultado operativo de la compañía teórica en cada período mensual t dependerá del nivel de producción de crudo volcado al mercado (Q), del precio del WTI cotizado en los mercados internacionales en ese período (P), del costo unitario de explotación (Cu), que contiene tanto los *lifting costs* como el *Opex* de la compañía (expresado en términos de unidades producidas), y de las inversiones necesarias para mantener la producción en el nivel Q . En consecuencia, como se asume que tanto el nivel de inventarios y el resto de las líneas que componen las necesidades de capital de trabajo de la empresa se mantienen constantes, y que el *Capex* de crecimiento es nulo, el flujo de fondos antes de intereses ($CFaI$ o B) estará determinado por el resultado operativo y las inversiones de mantenimiento. El beneficio neto del negocio para la compañía (antes de intereses) en base caja entonces será

$$B = (P - Cu) * Q - MC. \quad (20)$$

Finalmente, ante la inexistencia de tributos, el *free cash flow* final de la compañía resultará de adicionar al *CFaI* los intereses pagados por la deuda financiera:

$$FCF = B - i * D. \quad (21)$$

En la Figura 10d se muestra la sensibilidad del flujo de fondos final mensual de la compañía modelo respecto del precio del crudo WTI. La totalidad de los fondos generados en cada período t se distribuyen entre los accionistas como dividendos ($K = FCF$). La compañía enfrenta una situación de crisis financiera cuando $B < i * D$, tal que $K < 0$. Como el nivel de apalancamiento del negocio es alto, la compañía enfrenta restricciones para la toma de nueva deuda (está limitada tanto por bonistas como por sus accionistas). Esto genera que, ante una situación de insuficiencia de fondos, la única alternativa de financiamiento implique recurrir a nuevos aportes de capital de los accionistas, de manera de evitar un incumplimiento. El negocio de la compañía es sustentable siempre que se mantenga $K > 0$ en el mediano plazo. Aún cuando realizaran operaciones de cobertura de ingresos respecto de P con resultado F como, por ejemplo, mediante ventas a futuro, existen posibilidades de que de todas maneras $K < 0$ si F es lo suficientemente chico como para que $i * D > B + F$.

Universidad de
San Andrés

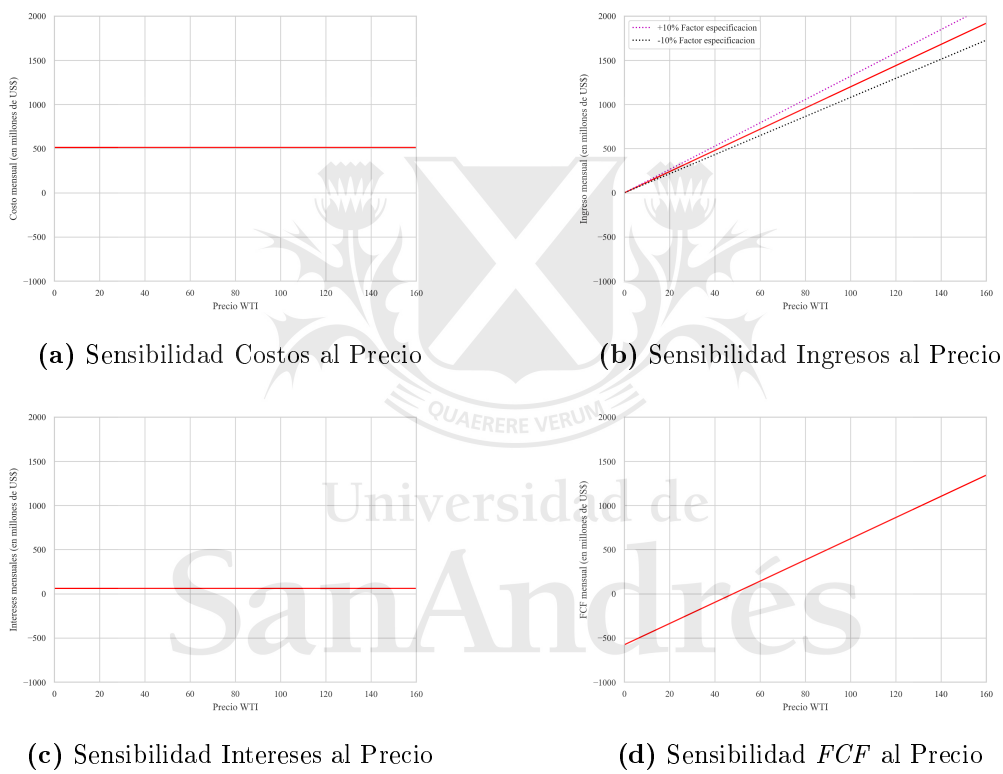


Figura 10: Sensibilidad estructural del *Free Cash Flow* al Precio

8. Alternativas propuestas para la emisión de Oil-Linked Bonds

En la presente sección se plantean dos alternativas de instrumentos de deuda que, de ser emitidos por una compañía que se comporta de manera similar a la compañía modelo descrita, podrían generar cierto nivel de cobertura de su flujo de fondos contra la volatilidad en precios internacionales del petróleo crudo. En suma, las siguientes estrategias buscan romper de alguna manera con la dependencia de tales precios, que a su vez generan mayor volatilidad en los flujos de fondos de estas compañías y consecuentemente empeoran su perfil de riesgo al tener altos niveles de deuda.

Para contrastar y comparar todas las propuestas que se describen a continuación, debe tomarse como caso base aquel en el cual la compañía está endeudada a tasa fija, en lugar de emitir algún instrumento cuyos pagos de cupón se vinculen de alguna manera al precio del *commodity* de referencia. Cabe recordar que se plantea una deuda cuya amortización se da 100 % en el largo plazo, por lo cual el período en el que se da el repago de capital queda fuera del presente análisis. Para este caso base, el valor esperado de caja generada por la compañía durante el período de dos años que se analiza es de 4.987 millones de dólares, con un desvío estándar de 4.906 millones de dólares. Para los parámetros definidos en la Sección 4.3, los valores resultantes para las métricas de riesgo son los siguientes:

- *Cash Flow at Risk*: 1.817 millones de dólares;
- *Cash Flow Expected Shortfall*: 2.915 millones de dólares.

Estos resultados implican que existe un 1 % de probabilidad de que la compañía tenga que enfrentar una situación de flujo de fondos insuficientes, en la cual la pérdida de *free cash flow* potencial desde su valor esperado, supera los 6.805 millones de dólares.

En la Figura 11 se expone la distribución de probabilidad muestral (resultado de las simulaciones de Monte Carlo realizadas) del *free cash flow* de la empresa modelo en el caso base, a partir de los parámetros asumidos. En la Figura 12a y en la Figura 12b se muestran las sensibilidades de la principal métrica de riesgo analizada, el *CFaR*, frente a variaciones de los distintos parámetros que regulan el flujo de fondos teórico. En la Figura 12a se varían los parámetros relacionados al resultado operativo de la compañía para describir la sensibilidad en las variaciones del *CFaR* a los mismos, y en la Figura 12b se sensibiliza el *CFaR* variando los parámetros financieros, relacionados a la deuda de la compañía. Esta figura permite ver que a mayor nivel de apalancamiento, mayor resulta la volatilidad del flujo de fondos para el accionista.

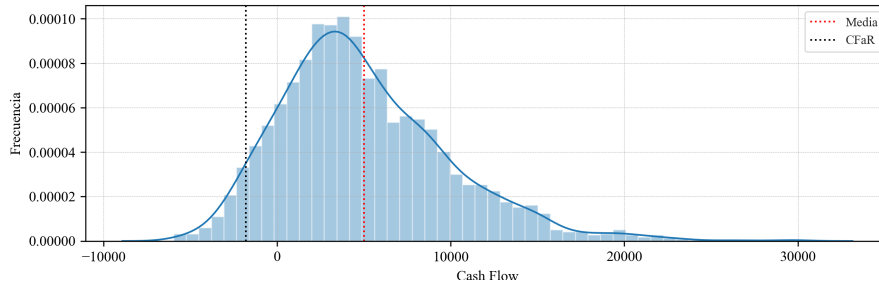


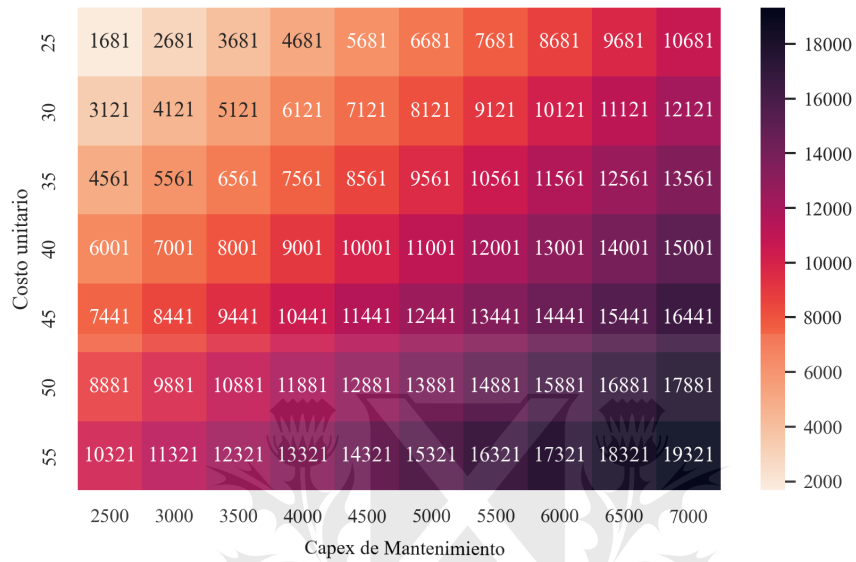
Figura 11: Histograma CF tasa fija

En la Figura 13a y en la Figura 13b se muestran las mismas sensibilidades, pero normalizando el $CFaR$ por el valor esperado del flujo de fondos para el caso base.

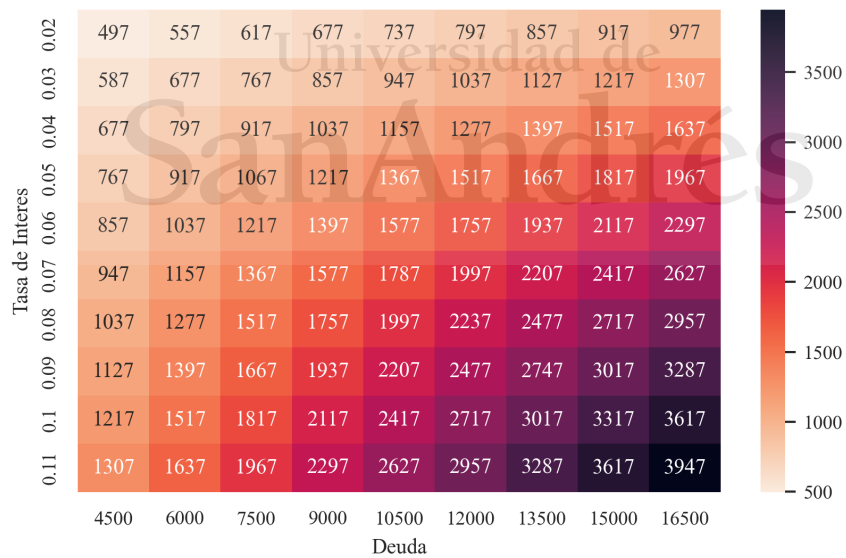
8.1. Emisión de Bono con Opción de No Pago de Intereses

Una de las alternativas posibles para reducir la exposición al precio del *commodity* es la de modificar la estructura de pagos del instrumento de financiación de la empresa modelo mediante la introducción de un derecho a favor del emisor. En este caso, se plantea un esquema en donde el deudor únicamente se compromete a pagar intereses a sus inversores en el caso en que la variable raíz del riesgo se ubique por encima de un *strike* o precio límite determinado (*Strike*). Es decir, al deudor se le otorga la opción de no pago de intereses en el caso que su negocio se vuelva poco redituable. El subyacente de esta opción embebida será el precio de la referencia WTI al momento de cada pago de cupón.

Esta alternativa sería un beneficio para el emisor del título, ya que emula la compra de un seguro parcial contra la baja de la cotización relevante. En este sentido, como el inversor no sería compensado con un mayor flujo de intereses ante el caso contrario en el que la cotización de referencia se dispare al alza, para compensar esta potencial pérdida en valor actual, tales inversores reclamarán el pago de un mayor cupón en el caso regular (es decir, cuando la cotización no se encuentre en zona de ejercicio de tal derecho). Como consecuencia de este punto, esto se verá reflejado en un menor interés de los compradores del título en invertir en el mismo, o en una demanda de

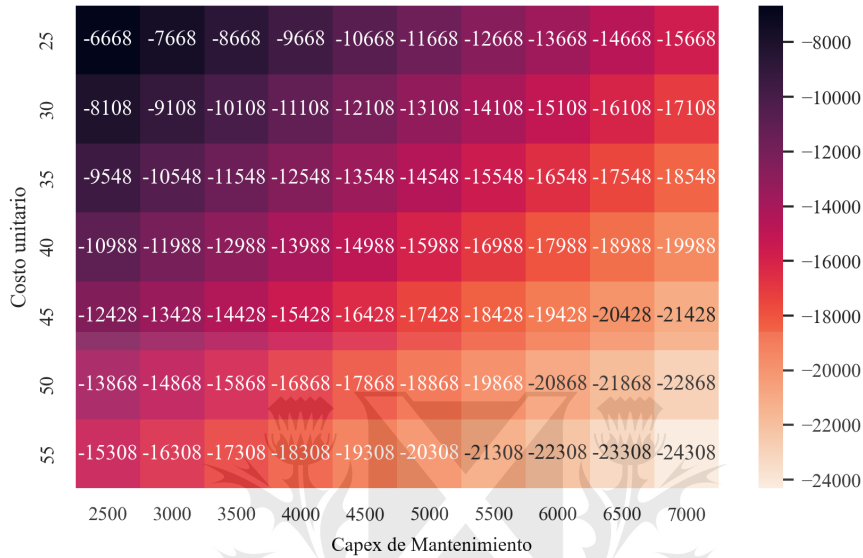


(a) Sensibilidad a variables operativas

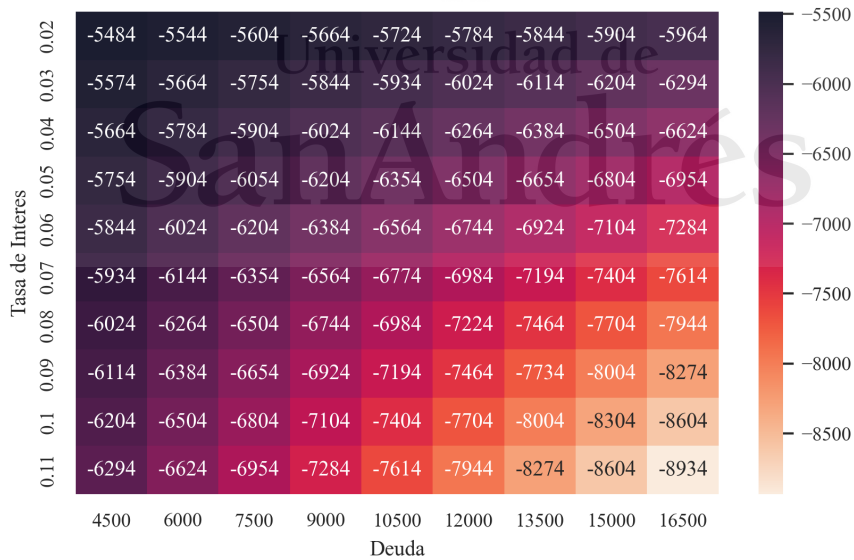


(b) Sensibilidad a variables financieras

Figura 12: Sensibilidad del *CFaR* a parámetros del modelo



(a) Sensibilidad a variables operativas ($CFaR$ normalizado)



(b) Sensibilidad a variables financieras ($CFaR$ normalizado)

Figura 13: Sensibilidad del $CFaR$ normalizado a parámetros del modelo

mayor cupón al momento de emitir el bono, en compensación. En condiciones competitivas, el cupón de esta variante de instrumento de financiación debería verse incrementado respecto del instrumento a tasa fija en un valor equivalente al valor de la opción embebida. El valor de la opción V_a (el cual se deberá reexpresar en términos de cupón) estará determinado por la suma del valor actual de los *payoff* de la opción en cada período ($Payoff_{a,t}$), los cuales a su vez dependerán del nivel del índice de referencia WTI:

$$V_a = \sum_{t=0}^n Payoff_{a,t}, \quad (22)$$

$$Payoff_{a,t} = \begin{cases} \frac{-i \cdot D}{(1+r_f)^t} & \text{si } P_t < Strike_a, \\ 0 & \text{si } P_t > Strike_a, \end{cases} \quad (23)$$

donde i es la tasa de interés, D es el monto de deuda vigente, r_f es la tasa de descuento, t es el período de tiempo y P_t es el precio del WTI en el período t . El *strike* escogido en el presente trabajo para la evaluación de esta alternativa es de 50 dólares por barril, a partir de que mediante este nivel se intentan cubrir al menos los costos de *lifting*, los gastos de operación de la compañía, y los gastos de capital mínimos indispensables para compensar el declino en producción y mantenerla en cantidades constantes. Para esta alternativa, las métricas de riesgo obtenidas se pueden resumir en los siguientes valores:

- *CFaR*: 729 millones de dólares;
- *CFES*: 1.737 millones de dólares.

Se puede observar que la variante introducida en el esquema de pagos del instrumento financiero reduce la exposición al riesgo de la compañía, al liberarla de la carga financiera en los escenarios en donde el precio al cual logra volcar su producción al mercado puede resultar insuficiente para afrontar incluso sus necesidades operativas, generando cierto alivio en términos de flujo de fondos. Por otro lado, la *performance* promedio de la compañía también mejora levemente con la introducción de este instrumento: el valor medio del *free cash flow* total generado durante los dos años se incrementa a un nivel de 5.198 millones de dólares, mientras que el desvío de la misma variable se reduce a 4.577 millones de dólares. En gran medida el incremento o empeoramiento de este valor medio va a depender del *strike* escogido a partir del cual se modifica el esquema de pago de los servicios de deuda.

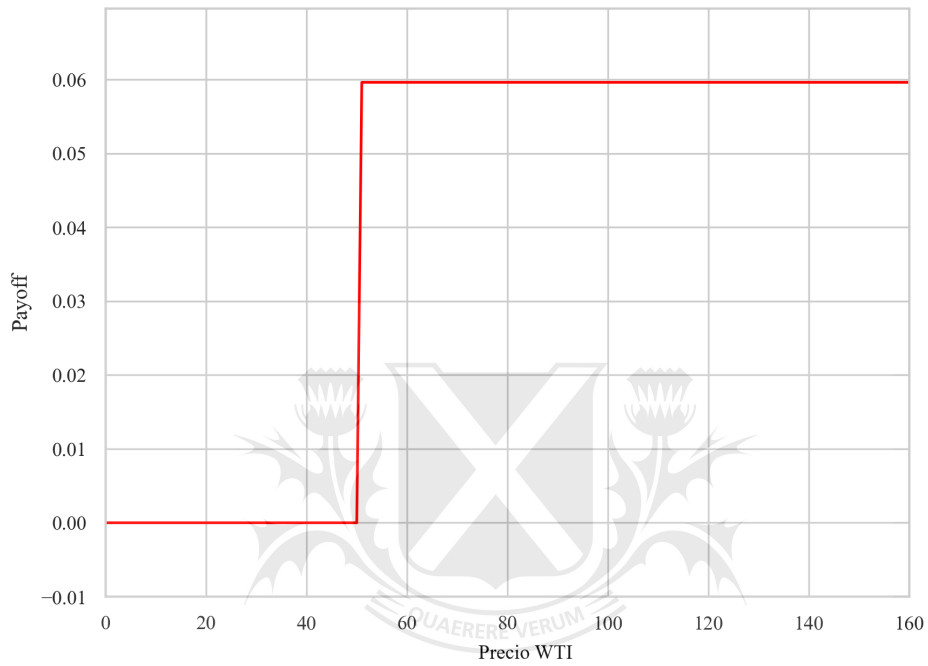


Figura 14: *Payoff Oil Bond* con Opción de No Pago de Intereses

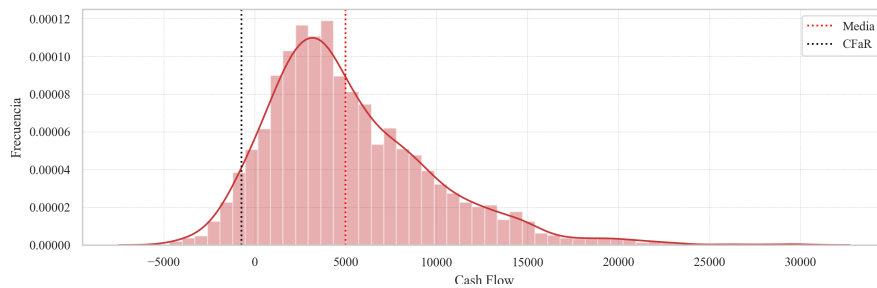


Figura 15: Histograma *CF* con Opción de No Pago de Intereses

8.2. Emisión de Bono con Opción de No Pago de Intereses y Prima de Interés

Si bien la alternativa anterior cumple en cierta medida con generar alivio financiero reduciendo la carga de intereses de la empresa teórica en períodos en los que el precio de su producción le genera un margen operativo reducido, nulo o hasta incluso negativo, una de las implicancias de esta propuesta es que el emisor deberá convalidar un mayor costo en el cupón del título al momento de la emisión del mismo, al cual deberá hacer frente durante los períodos en los que el instrumento pague intereses a los inversores, en comparación con el caso base (bono con tasa fija que paga independientemente del precio del *commodity*). Es decir, ante un escenario de poca volatilidad efectiva, el deudor correrá con un sobrecosto en la tasa de interés de su deuda financiera. Esto se explica porque el inversor, al momento de la licitación del instrumento financiero, requerirá un mayor cupón al emisor a partir de demanda por una compensación económica ante la potencial pérdida de *cash flow* cuando el escenario de precio es negativo para los productores de crudo y deudores del título en cuestión.

Una alternativa que da lugar a la posibilidad de compensar o anular este sobrecosto es la de incorporar en el instrumento de deuda una segunda opción embebida, por la cual el emisor otorgue al inversor el derecho de recibir una mayor compensación en intereses en los escenarios en los que el precio del crudo sea muy positivo para el productor del *commodity* y emisor del bono. Es decir, el emisor daría un premio al inversor por haberle otorgado el fondeo necesario para sus inversiones en los casos en los que tales inversiones tengan alta rentabilidad, producto del mayor reconocimiento de su producción al volcarla al mercado. En este caso, el premio que se plantea para el inversor consiste en otorgarle un incremental de tasa de interés proporcional a la diferencia entre el precio del WTI en el mercado contra el *strike* elegido por el lado del upside ($Strike_b$). Es decir, la tasa de interés para el inversor se ve incrementada en la proporción $[(P/Strike_b) - 1]$.

En ese caso, como se otorga este premio al inversor por el *upside* al mismo tiempo que el emisor obtiene un seguro parcial contra la baja de la cotización del WTI, el costo de tal seguro debiera verse compensado, al menos en cierta medida, y dependiendo de los *strikes* de cada uno de los dos derechos embebidos, por el costo del premio para el inversor. En conclusión, el emisor del título financiero al momento de la licitación del mismo no debiera ver incrementado significativamente el cupón demandado por sus inversores, en comparación contra el caso base (tasa de interés fija, intereses independientes del precio del crudo). El valor de la nueva opción embebida incorporada al instrumento de deuda, V_b , estará determinado por la suma del valor actual de

sus *payoff* asociados en cada período ($Payoff_{b,t}$), los cuales a su vez también dependerán del precio del crudo WTI:

$$V_b = \sum_{t=0}^n Payoff_{b,t}, \quad (24)$$

$$Payoff_{b,t} = \begin{cases} \frac{((P_t/Strike_b)-1)*D}{(1+r_f)^t} & \text{si } P_t > Strike_b, \\ 0 & \text{si } P_t < Strike_b, \end{cases} \quad (25)$$

donde D es el monto de deuda vigente, r_f es la tasa de descuento, t es el período de tiempo y P_t es el precio del WTI en el período t . Además de mantener el *strike* de 50 dólares por barril ya escogido para la alternativa propuesta en la Sección 8.1, se escogió un nuevo precio límite de 90 dólares por barril, a partir del cual el inversor comienza a recibir el premio cuando la cotización del WTI supere tal límite. Para esta segunda alternativa, las métricas de riesgo obtenidas se pueden resumir en los siguientes valores:

- *CFaR*: 687 millones de dólares;
- *CFES*: 1.713 millones de dólares.

Con la introducción de esta variante en el esquema de pago de intereses, las métricas de exposición al riesgo precio WTI demuestran que se logra seguir generando el alivio financiero obtenido mediante la alternativa propuesta en la Sección 8.1 en términos de disminución del riesgo de pérdida flujo de fondos. Sin embargo, además de cumplir parcialmente este objetivo, este instrumento contribuye a la generación de un leve incremento en la media del flujo de fondos generado en total en los dos años para las simulaciones realizadas, en contraste con la alternativa presentada en la Sección 8.1, a partir de que la carga de intereses resulta menor en los escenarios donde la volatilidad es reducida. El premio al inversor solo se efectiviza cuando, ante escenarios de gran volatilidad, el precio del WTI alcanza niveles elevados, pero en escenarios intermedios el emisor logra afrontar una menor carga financiera.

8.3. Efectos de los impuestos sobre las estrategias propuestas

En la Sección 7 se definió como supuesto simplificador que la compañía modelo operaba en una economía sin impuestos. Sin embargo, la introducción de una estructura impositiva plana al estilo estadounidense, en la cual gran

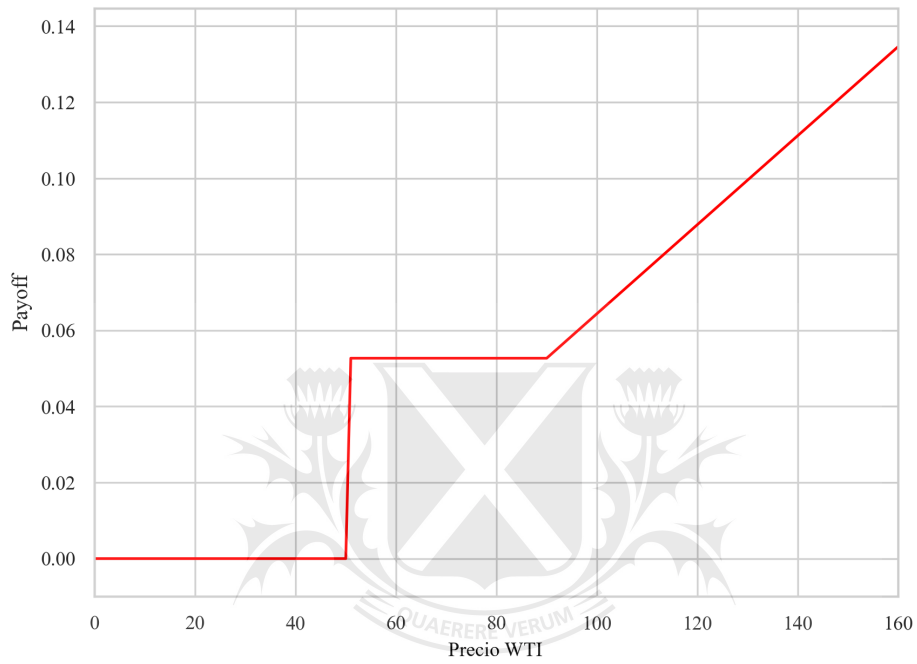


Figura 16: *Payoff Oil Bond* con Opción de No Pago de Intereses más Prima

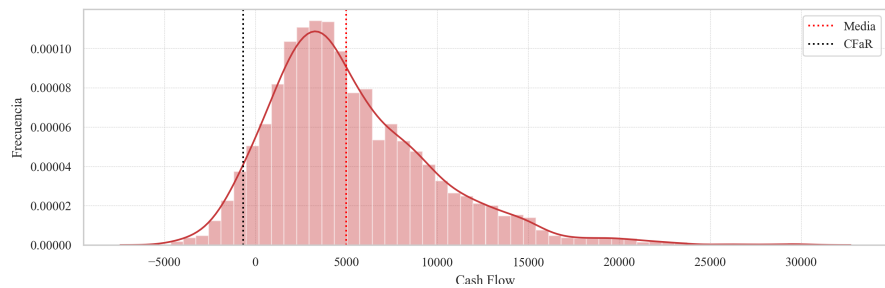


Figura 17: Histograma CF con Opción de No Pago de Intereses más Prima

parte de los impuestos son calculados linealmente en base a la aplicación de una alícuota determinada linealmente sobre las ganancias (u otro concepto que se considere para la base imponible, como podría ser facturación de la compañía) en el modelo teórico podría tener implicancias tal que generen que la efectividad de las estrategias de cobertura propuestas anteriormente resulte reducida para el emisor del título, o también generar un desinterés de los inversores, tal que las mismas no resultaran convenientes.

A continuación se describen los resultados que se obtendrían alternativamente sobre las estructuras propuestas a partir de la intruducción de las mismas en una economía con impuestos. Se había mencionado en la Sección 7 que la compañía modelo no debía pagar al dueño del recurso a extraer ninguna regalía sobre la producción. En la presente sección se introducen al modelo las regalías, a partir de que las mismas constituyen uno de los principales tributos, y de los más distorsivos, que deben sufrir las compañías petroleras. Las regalías, a los fines del presente modelo, se calculan como una alícuota r sobre las cantidades producidas, valorizadas al precio de boca de pozo:

$$R = r * P * Q. \quad (26)$$

Por otro lado, también se introduce un único impuesto sobre las ganancias de la compañía modelo, el cuál se calcula directamente sobre el beneficio neto de la empresa como base imponible:

$$T = t * [(P - Cu) * Q - i * D - R]. \quad (27)$$

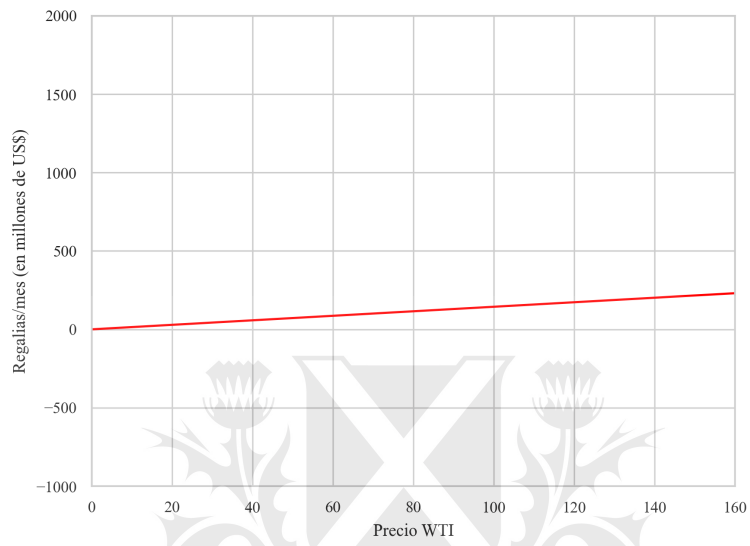
Para el presente análisis se asumirán alícuotas de 35% para el impuesto sobre las ganancias de la petrolera, y del 12% para las regalías a pagar a los propietarios del recurso extraído.

A continuación se detallan los resultados obtenidos luego de introducir la estructura impositiva dentro del flujo de fondos de la compañía.

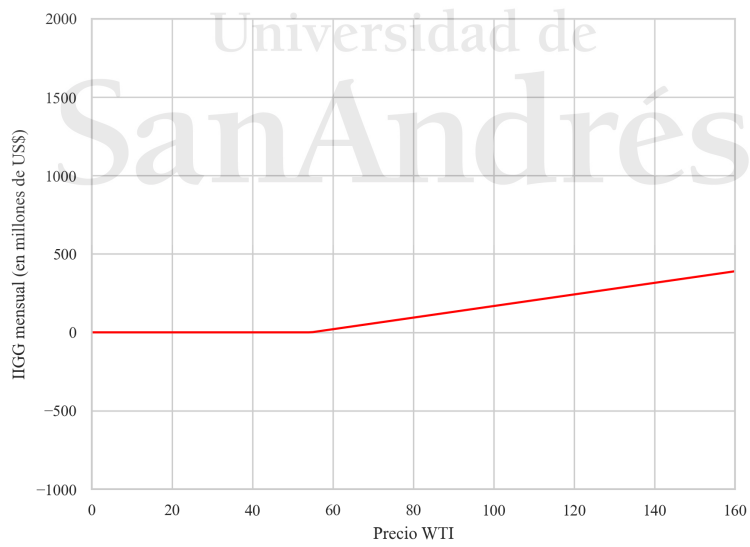
Caso base

Para el caso base, las métricas de riesgo se modifican de la siguiente manera al introducir los tributos:

- $CFaR$: 2.119 millones de dólares;



(a) Sensibilidad Regalías al Precio



(b) Sensibilidad Impuesto a las Ganancias al Precio

- *CFES*: 2.747 millones de dólares.

Este resultado indica que existirá una mayor pérdida potencial esperada en este escenario, al compararlo contra el caso en que se ubica a la empresa modelo en una economía sin impuestos³. Principalmente, esto se genera a partir de que el valor medio de la generación de caja de la compañía se reduce significativamente, en 3.214 millones de dólares (a 1.774 millones de dólares), por lo cual el *CFAR* acompaña este movimiento de la distribución. Por otro lado, las colas de la distribución de probabilidad se vuelven menos pesadas, por lo cual esto explica que el *CFES* se vea apenas reducido, en lugar de incrementarse.

Bono con Opción de No-pago

Para la primer alternativa planteada, las métricas de riesgo se modifican de la siguiente manera:

- *CFaR*: 1.404 millones de dólares;
- *CFES*: 1.982 millones de dólares.

En este caso, se puede notar que la reducción del *CFAR* respecto del caso base es menor que en una economía sin impuestos, pero esto bien podría darse porque se parte de un menor valor inicial. Al realizar esta misma comparación en términos porcentuales, se puede apreciar que la reducción del *CFAR* es bastante mayor en la economía sin impuestos (se reduce en aproximadamente 60 % cuando con la existencia de impuestos tal reducción es de apenas un 34 %).

Bono con Opción de No-pago más Prima

Para la segunda alternativa planteada, las métricas de riesgo se modifican de la siguiente manera:

- *CFaR*: 1.388 millones de dólares;
- *CFES*: 1.966 millones de dólares.

³No resulta necesario realizar un ajuste por riesgo sobre las métricas, a partir de que la variable de interés, el precio WTI, conserva el mismo perfil de riesgo que en el escenario sin impuestos.

En este último caso, se observa que la reducción del *CFAR* con una estrategia de financiación mediante un bono con opción de no pago más prima, respecto del caso base, es menor en términos porcentuales ante la existencia de tributos que en una economía sin impuestos: el mismo se reduce en aproximadamente 34 % cuando sin impuestos tal reducción es más del 62 %).

9. Conclusiones

Las empresas pueden beneficiarse ampliamente del desarrollo e implementación de estrategias de cobertura que les permitan maximizar sus flujos de fondos aún en los escenarios donde los precios por los que se guían sus ingresos se encuentren deprimidos. Adicionalmente, esta necesidad de cobertura se vuelve aún más trascendente en los casos en que las compañías se encuentran altamente apalancadas, lo cual agrega un escalón más al nivel de riesgo de sus finanzas. A partir de observar altos niveles de volatilidad en distintos mercados de *commodities*, y haciendo foco principalmente en el caso de las compañías petroleras *upstreamers*, en el presente trabajo se sugieren dos estrategias alternativas que buscan reducir el riesgo de pérdida de *cash flow* ante escenarios de precios adversos, y se evalúan las mismas a partir de la aplicación de métricas de riesgo, que podrían ser fácilmente utilizadas para la cuantificación de riesgos en corporaciones, y mediante la estimación por simulación de la dinámica del precio del crudo. La particularidad de estas estrategias se basa en que las mismas plantean la adaptación de los pagos de los instrumentos de deuda a los distintos niveles de precio del *commodity* de referencia. El tema abordado en presente trabajo resultará de interés para aquellos que gestionan corporaciones y que buscan un mejor entendimiento de la exposición a distintas variables que tuvieran impacto sobre su flujo de fondos. Por otro lado, en relación con la metodología de evaluación de riesgo utilizada, la misma podría resultar de suma utilidad para ser adaptada a la evaluación de otros tipos de riesgos corporativos y así tomarse para todo tipo de aplicaciones.

La primer estrategia propuesta consiste en sumar a la estructura de financiación a tasa fija una opción embebida, por la cual la empresa tiene el derecho a no pagar los servicios de deuda en aquellos períodos en los que sus ingresos se ven más perjudicados por una baja en las cotizaciones del *commodity*. La segunda alternativa se basa en incluir una adaptación adicional a la anterior estrategia propuesta, por la cual cuando el precio del crudo se ubica en niveles relativamente altos la compañía comparte sus ganancias extraordinarias con los inversores de deuda mediante una prima en la tasa de interés pagada sobre el capital financiado. Esta característica permite una

reducción en el costo total de la cobertura, al demandar un menor incremental sobre la tasa de interés que cualquier inversor le demandaría a la empresa en la primer propuesta.

Como resultado de la implementación de estas dos alternativas, en el presente trabajo se comprueba, mediante la realización de simulaciones, que las compañías que las implementaran reducirían significativamente el riesgo inherente a sus *cash flows*, lo cual las constituye en propuestas de valor para la gestión de riesgos en corporaciones con este tipo de exposición y estructura de capital. Sin embargo, también se comprueba que si tales agentes operaran en una economía en la cual se tributaran distintos impuestos como las regalías o como el impuesto a las ganancias, la efectividad de tales estrategias se reduciría notablemente.

Puesto que las estrategias descritas en el presente trabajo deben su funcionamiento al interés que las mismas puedan generar en los inversores, quienes constituyen la contraparte de los emisores de estos títulos en los mercados de capitales, y por ende un agente clave a tal fin, resultaría conveniente estudiar la comparación dentro de una cartera de inversión, o dentro de una estrategia de cobertura para un agente que tuviera incentivos para apostar a una estrategia inversa a la propuesta, de este tipo de instrumentos versus cualquier otro que estuviera disponible en el mercado, como por ejemplo utilizando opciones simples, exóticas, o distintas estructuras sintéticas con derivados. Una de estas comparaciones, que podría resultar interesante desde el punto de vista del inversor, sería la de evaluar la segunda alternativa propuesta frente a una estrategia con opciones sobre el *equity* de la compañía modelo, asumiendo que la valuación de tal empresa, y por lo tanto de tal instrumento, depende exclusivamente de los movimientos en el precio del WTI. De esta manera, se podría evaluar si a tal inversor le convendrá concentrar los recursos de su cartera enfocándose en instrumentos de deuda, o por el contrario, en los de *equity*. Alternativamente, podría también resultar de interés evaluar la efectividad de este tipo de instrumentos como estrategia de cobertura dentro de la cartera de una compañía que se dedicara a la refinación de crudo y comercialización de sus derivados (*downstreamer*).

Referencias

- Alexander, C. (2004). *Market Risk Analysis*, volume Volume IV - Value-at-Risk Models. The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England.
- American Petroleum Institute (2014). Understanding crude oil and product markets. Technical document.
- Atta-Mensah, J. (2004). Commodity-linked bonds: A potential means for less-developed countries to raise foreign capital. Working Paper 2004-20, Bank of Canada, Ottawa, Ontario, Canada K1A 0G9.
- Banco de México (1980). Informe anual 1979. Technical document.
- Black, F. and Scholes, M. (1973). The pricing of options and corporate liabilities. *Journal of Political Economy*, 81:637–659.
- Carr, P. (1987). A note on the pricing of commodity-linked bonds. *The Journal of Finance*, 42(4):1071–1076.
- Cox, J. C. and Ross, S. A. (1976). The valuation of options for alternative stochastic processes. *Journal of Financial Economics*, 3:145–166.
- De, S. and Kale, J. (1993). Contingent payments and debt contracts. *Financial Management*, 22(2):106–122.
- Energy Information Agency (2021). Financial review of the global oil and natural gas industry: 2020. Technical document.
- Goodwin, D. (2013). Schwartz-smith two-factor model in the copper market: Before and after the new market dynamics. Master's thesis, Lund University.
- Hull, J. C. (2009). *Options, Futures and Other Derivatives*, volume Ninth Edition. Permissions Department, One Lake Street, Upper Saddle River, New Jersey 07458.
- IHS Global Insight (2011). The economic contribution of the onshore independent oil and natural gas producers to the united states. Technical document.
- Independent Petroleum Association of America (2014). Profile of independent producers, 2012 – 2013. Technical document.

- International Energy Agency (2021). Oil 2021: Analysis and forecast to 2026. Technical document.
- Kalman, R. (1960). A new approach to linear filtering and prediction problems. *Journal of Basin Engineering*, 82(Series D):35–45.
- Laaraiedh, M. (2009). Implementation of kalman filter with python language. Technical document, University of Rennes, IETR Labs.
- Lessard, D. (1977). Commodity-linked bonds from less-developed countries: An investment opportunity. Technical report.
- Liserra, A. (2019). Coberturas de compañías petroleras en mercados regulados. Master's thesis, Universidad de San Andrés.
- Longerstaey, J. and Spencer, M. (1996). Riskmetrics. Technical Document Fourth Edition, JP Morgan and Reuters, New York.
- Merton, R. C. (1973). Theory of rational option pricing. *Bell Journal of Economics and Management Science*, 4:141–183.
- Metropolis, N. and Ulam, S. (1949). The monte carlo method. *Journal of the American Statistical Association*, 44(247):335–341.
- O'Hara, M. (1984). Commodity bonds and consumption risks. *Journal of Finance*, 39(1):193–206.
- Pergler, M. and Rasmussen, A. (2013). Strategic commodity and cash-flow-at-risk modeling for corporates. Technical Document 51, McKinsey & Co.
- Priovolos, T. (1987). Commodity bonds: A risk management instrument for developing countries. Division Working Paper 1987-12, The World Bank.
- Schwartz, E. (1982). The pricing of commodity-linked bonds. *The Journal of Finance*, 37(2):525–539.
- Schwartz, E. and Smith, J. E. (2000). Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices. *Management Science*, 46(7):893–911.
- US Department of Energy (2020). El petróleo y el gas natural de ee.uu.: Seguridad energética y respaldo a nuestra calidad de vida. Technical document.

Índice de figuras

1.	Filtro de Kalman ⁴	16
2.	Simulaciones del precio	20
3.	Cuencas productoras de hidrocarburos en los Estados Unidos ⁵	22
4.	Precio del petróleo crudo	26
5.	Evolución de precios y retornos mensuales del WTI	27
6.	Histograma de retornos mensuales	29
7.	<i>Payoff</i> del bono BofA 1	30
8.	<i>Payoff</i> del bono BofA 2	32
9.	<i>Payoff</i> bonos del gobierno de México (1979)	34
10.	Sensibilidad estructural del <i>Free Cash Flow</i> al Precio	41
11.	Histograma <i>CF</i> tasa fija	43
12.	Sensibilidad del <i>CFaR</i> a parámetros del modelo	44
13.	Sensibilidad del <i>CFaR</i> normalizado a parámetros del modelo	45
14.	<i>Payoff Oil Bond</i> con Opción de No Pago de Intereses	47
15.	Histograma <i>CF</i> con Opción de No Pago de Intereses	47
16.	<i>Payoff Oil Bond</i> con Opción de No Pago de Intereses más Prima	50
17.	Histograma <i>CF</i> con Opción de No Pago de Intereses más Prima	50
19.	Futuros de Brent utilizados para la calibración del modelo	61
20.	Verificación definición de modelo	63
21.	Aplicación del modelo a los nuevos datos	64

Universidad de
San Andrés

Índice de cuadros

1.	Análisis de riesgo WTI	28
2.	Resultados verificación parámetros	62
3.	Resultados parámetros del modelo a aplicar	63



Universidad de
San Andrés

A. Tabla de compañías analizadas

Company	2020							
	Capex US\$ Million	EBITDA US\$ Million	Barrel production Kboe/d	Lifting cost US\$/bbl	Gross debt US\$ Million	Interest expense ^(*) US\$ Million	Implied int. rate %	Net drilled wells #
Autero Resources	874	2.496	11	12,3	5.616	200	3,6%	104
APA Corporation	1.302	2.066	185	10,0	9.035	446	4,9%	86
Berry Petroleum Company	88	200	24	18,5	393	34	8,7%	-
California Resources Corporation	47	511	-	18,1	639	217	34,0%	-
Chesapeake Energy	1.142	987	69	9,8	1.967	331	16,8%	126
Chevron Corporation	8.922	22.344	1.846	9,8	48.221	697	1,4%	679
Cimarex Energy	639	976	72	6,3	2.181	43	2,0%	51
CNX Resources	487	972	1	5,3	2.538	171	6,7%	-
ConocoPhillips	4.715	4.719	857	14,0	16.154	806	5,0%	268
Continental Resources	1.514	1.613	163	6,8	5.541	258	4,7%	131
Denbury Inc.	130	343	48	21,6	159	50	31,5%	3
Devon Energy	1.161	1.552	290	9,2	4.553	282	6,2%	107
Diamondback Energy	2.044	2.116	235	6,9	5.815	197	3,4%	81
EOG Resources	3.465	5.091	445	9,9	6.752	205	3,0%	528
EQT	1.042	1.387	4	7,5	4.975	271	5,5%	120
ExxonMobil	17.282	37.382	2.270	13,4	72.806	1.158	1,6%	537
Greks Energy	20	-	-	7,5	57	9	16,4%	0
Hess Corporation	2.197	1.917	149	8,4	9.075	468	5,2%	101
Laredo Petroleum	391	520	27	5,1	1.200	105	8,8%	47
Marathon Oil	1.343	1.679	171	8,5	5.541	279	5,0%	118
Murphy Oil	873	1.105	100	9,8	3.937	169	4,3%	30
Oasis Petroleum	342	589	35	3,4	717	185	25,8%	35
Occidental Petroleum	2.535	7.398	619	4,4	37.299	1.424	3,8%	328
Ovintiv	1.736	2.188	146	10,2	8.012	371	4,6%	282
Pioneer Natural Resources	1.727	2.229	357	6,9	4.066	129	3,2%	-
Range Resources	408	609	8	0,9	3.153	193	6,1%	51
SandRidge Energy	12	49	-	6,1	20	2	10,1%	0
Southwestern Energy	556	940	71	8,4	2.238	164	7,3%	71
Valeo Energy	896	424	22	5,9	3.309	94	2,8%	0
Valeo Energy	24	30	8	23,4	23	0	0,0%	1
XTO Energy	277	356	51	9,1	399	81	20,3%	30
<i>(*) Incluye también actividad en gas natural.</i>								
<i>(**) Intereses sobre divisas locales.</i>								
Promedio	1.877	3.493	296	9,6	8.593	292	8,5%	145
Mediana	896	1.246	86	8,5	3.937	197	5,0%	86

San Andrés

B. Calibración del Filtro de Kalman

Para poder avanzar con las simulaciones de escenarios mediante la metodología de Monte Carlo, resulta necesario conocer cómo se rige la dinámica de la variable estocástica a simular, modelada mediante el modelo de dos factores de Schwartz and Smith (2000). Para lograr tal objetivo, resulta necesaria la estimación de los parámetros de modelo que rigen tal dinámica. En primer lugar, de acuerdo a lo detallado en la Sección 4.1, se plantea el modelo a partir de mediciones con los contratos futuros de 1, 5 y 9 meses, tomando los datos que más se aproximan a aquellos utilizados por los autores en su trabajo, de manera de poder verificar la obtención de resultados comparables y asegurar el correcto planteamiento del modelo. Tal dinámica se modeliza en el lenguaje de programación *Python*, siguiendo la metodología de implementación propuesta por Laaraiedh (2009).

El objetivo del filtro de Kalman es el de identificar aquellos procesos inobservables (nivel de equilibrio y desvíos de corto plazo) que componen al proceso observable (precio *spot* del *commodity*). Luego de correr el filtro de Kalman sobre los datos mencionados, partiendo de diferentes combinaciones de parámetros iniciales, se verifica que tales parámetros iniciales elegidos no influyen significativamente sobre los resultados obtenidos luego de la aplicación del filtro. A partir de la comparación de los resultados obtenidos con aquellos valores de para parámetros obtenidos por Schwartz and Smith (2000) en su trabajo, se concluye que el modelo fue definido correctamente, a partir de que el filtro logra un nivel de ajuste significativo, dado que los parámetros obtenidos en la calibración son similares a los presentados por los autores en su trabajo, para el mismo período de datos utilizado. Las mínimas diferencias obtenidas pueden deberse a haber utilizado un período más corto que aquel que utilizaron los autores, y menor cantidad de contratos futuros en el

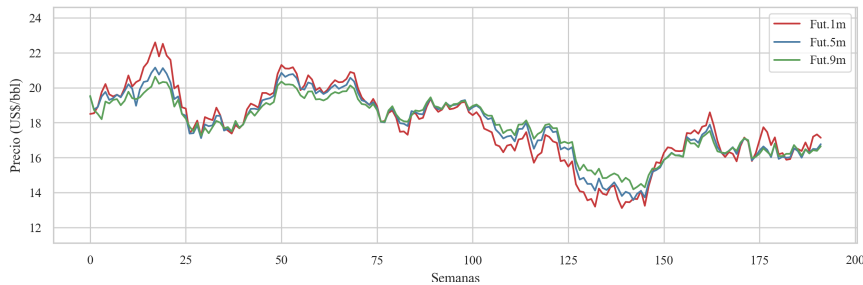


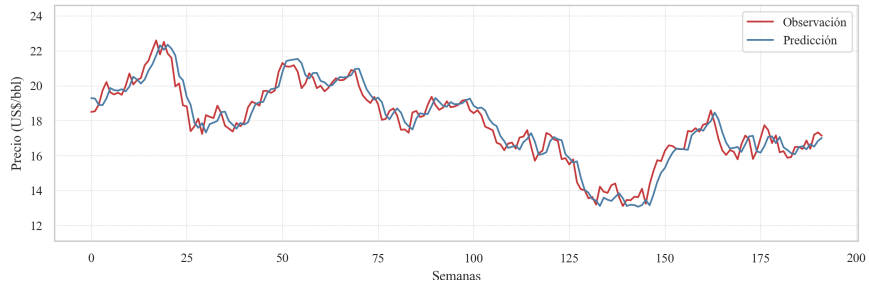
Figura 19: Futuros de Brent utilizados para la calibración del modelo

Parámetro	Valor
n	192
μ_ξ	-0,035
σ_ξ	0,085
σ_χ	0,107
$\rho_{\chi\xi}$	0,775
κ	1,872
μ_ξ^*	0,003
λ_χ	0,028
s_1^2	4,988
s_2^2	5,143
s_3^2	5,099

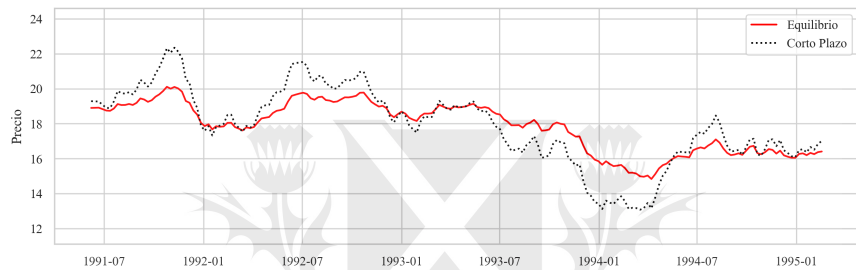
Cuadro 2: Resultados verificación parámetros

vector de variables de observación, debido a la disponibilidad de los datos, que además fueron obtenidos de distinta fuente. Los resultados en términos de parámetros obtenidos se presentan en el Cuadro 2.

Finalmente, luego de comprobar el correcto funcionamiento del modelo citado, se procede a un nuevo proceso de calibración del mismo con datos actualizados, esta vez correspondientes a otro mercado de referencia de precio del crudo. Se plantea nuevamente el mismo modelo pero con los nuevos datos a utilizar, correspondientes al crudo WTI (distintos a los correspondientes a crudo Brent utilizados por Schwartz and Smith (2000)), para la estimación de los parámetros que rigen la dinámica mensual de precios del WTI. En esta instancia, se utilizan datos de precios mensuales entre los años 2004 y 2022, para contratos de futuros con vencimiento al primer mes y a los meses 2, 3, 6, 9, 12 y 25. Luego de correr nuevamente el filtro de Kalman pero con los nuevos datos, como resultado se obtiene un significativo nivel de ajuste, y se logra eficientemente la separación de las dinámicas inobservables de equilibrio y de desvío respecto de tal equilibrio. En el Cuadro 3 se muestran los parámetros obtenidos, los cuales se aplicarán a la simulación de dinámicas por Monte Carlo.



(a) Ajuste de predicciones del filtro sobre observaciones



(b) Separación de variables inobservables

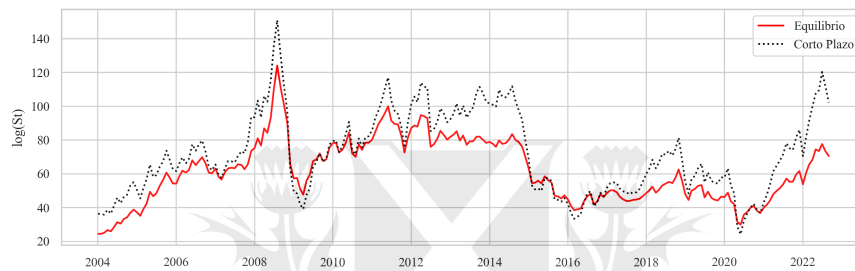
Figura 20: Verificación definición de modelo

Parámetro	Valor
n	225
μ_{ξ}	-0,06902
σ_{ξ}	0,24055
σ_{χ}	0,31816
$\rho_{\chi\xi}$	0,25484
κ	1,48867
μ_{ξ}^*	-0,05876
λ_{χ}	0,12031
s_1^2	0,00015
s_2^2	0,00000
s_3^2	0,00003
s_6^2	0,00003
s_9^2	0,00000
s_{12}^2	0,00004
s_{25}^2	0,00036

Cuadro 3: Resultados parámetros del modelo a aplicar



(a) Ajuste de predicciones del filtro sobre observaciones



(b) Separación de variables inobservables

Figura 21: Aplicación del modelo a los nuevos datos

C. Código *Python* implementado

C.1. Calibración Modelo de dos factores

```

#!/usr/bin/env python
coding: utf-8
"""
Created on Sat Aug 8 14:39:55 2020

@author: RY22440
"""

import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import xlswriter
from scipy.optimize import minimize
from math import inf

#Se programa el filtro de Kalman para el modelo planteado por Schwartz -Smith (2000).
#Se importan los mismos datos utilizados en el trabajo por los autores.
#Se utilizan los mismos datos con el fin de verificar la calibración del modelo y obtener iguales parametros.
#Los datos corresponden a los precios semanales de crudo Brent (CO) entre 1991 y 1995.
#Se utilizan tres vencimientos de futuros: 1 mes, 5 meses y 9 meses.

Calibracion = pd.read_excel(r'C:\Users\ry22440\OneDrive_-_YPF\Personal\UDES\Tesis\Datos_calibracion.xlsx',
                             sheet_name='Vector1')

CO1 = np.array(Calibracion['CO1'])
CO5 = np.array(Calibracion['CO5'])
CO9 = np.array(Calibracion['CO9'])

T1 = (1*30)/360
T2 = (5*30)/360
T3 = (9*30)/360
T = np.array([T1,T2,T3])

```

```

Dates = Calibracion ['Fecha']

#Se crean vectores donde se guardaran los valores correspondientes a variables.
Memoria_xpred = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_Epred = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_xup = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_Eup = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_expxpred = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_expEpred = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_expxup = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_expEup = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_Xpred = np.zeros((len(Calibracion),2))
Memoria_Xup = np.zeros((len(Calibracion),2))
Memoria_Spred = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_Sup = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_e = np.zeros((len(Calibracion),len(T)))
Memoria_eISe = np.zeros(len(Calibracion))
Memoria_detIS = np.zeros(len(Calibracion))
N_iter = len(Calibracion)

#Se define una unidad de tiempo por periodos semanales (semanas promedio de 7,5 diÃas).
dt = 7/360

#Se grafican los historiales de los tres contratos tomados para la calibracion en el periodo analizado.
plt.plot(CO1, label='Fut.1m')
plt.plot(CO5, label='Fut.5m')
plt.plot(CO9, label='Fut.9m')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (10,3)
plt.ylim(np.amin(CO1)-2, np.amax(CO1)+2)
plt.ylabel('Precio_(US$/bbl)')
plt.xlabel('Semanas')
plt.legend()
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDESA\Tesis\futuros-calibracion.png',dpi=300)
plt.show()

def obj_function(Beta):
    #Parametros iniciales
    Mu_E = Beta[0]
    Sigma_E = Beta[1]
    Sigma_x = Beta[2]
    Corr_xE = Beta[3]
    k = Beta[4]
    Mu_E_m = Beta[8]
    Lambda_x = Beta[9]

    #Valores iniciales
    x0 = 0 #Supone que el desequilibrio de corto plazo es nulo en el inicio.
    E0 = np.log(CO1[0])

    x = x0
    E = E0
    X0 = np.array([x,E])
    X = X0

    S = np.exp(x+E)

    #Se plantea la Ecuacion de Transicion:  $X_t + 1 = c + G * X_t + wt$ 
    c = np.array([0,Mu_E*dt])

    G = np.array([[np.exp(-k*dt),0],[0,1]])

    #Cov de wt
    W = np.array([(((1-(np.exp(-2*k*dt)))*(Sigma_x**2)/(2*k)),((1-(np.exp(-k*dt)))*Sigma_x*Sigma_E*Corr_xE/k)),
    [((1-(np.exp(-k*dt))*Sigma_x*Sigma_E*Corr_xE/k),(dt*(Sigma_E**2)))]])

    #Se plantea la Ecuacion de Medicion:  $Y_t = dt + H * X_t + vt$ 
    Y = np.array([np.log(CO1[0]),np.log(CO5[0]),np.log(CO9[0])])

    N = len(Y)

    H = np.array([[np.exp(-k*T1),1],
    [np.exp(-k*T2),1],
    [np.exp(-k*T3),1]])

    d = np.array([float(0),float(0),float(0)])

```

```

for i in range(0,N):
    p1 = (1-np.exp(-2*k*T[i]))*(Sigma_x**2)/(2*k)
    p2 = (Sigma_E**2)*T[i]
    p3 = 2*(1-np.exp(-k*T[i]))*Corr_xE*Sigma_x*Sigma_E/k
    d[i] = Mu_Ern*T[i] - (1-np.exp(-k*T[i]))*Lambda_x/k + 0.5*(p1+p2+p3)

#Cov de vt (se asume V matriz diagonal con elementos de la diagonal (s^2_1,...,s^2_n)).
V = np.diag((Beta_init[5],Beta_init[6],Beta_init[7]))
#Se define la funcion que define la Etapa de Prediccion.
P = np.array([[0.01,0.01],
              [0.01,0.01]]) #Matriz de Cov de variables de estado.

def kf_predict(X,P,G,W,c):
    X = np.dot(G,X) + c
    P = np.dot(G,np.dot(P,G.T)) + W
    return(X,P)

#Se define la funcion que define la Etapa de Actualizacion.
def kf_update(X,P,Y,H,V):
    IM = np.dot(H,X) + d
    IS = V + np.dot(H,np.dot(P,H.T))
    K = np.dot(P,np.dot(H.T,np.linalg.inv(IS)))
    e = Y - IM
    eISe = np.dot(e.T,np.dot(np.linalg.inv(IS),e))
    detIS = np.linalg.det(IS)
    X = X + np.dot(K,e)
    P = P - np.dot(K,np.dot(IS,K.T))
    return(X,P,K,IM,IS,eISe,detIS)

#Se corre el filtro en sus dos etapas y se guardan los resultados.
for i in np.arange(0,N_iter):
    (X,P) = kf_predict(X,P,G,W,c)
    Memoria_xpred[i] = X[0]
    Memoria_Epred[i] = X[1]
    Memoria_Xpred[i] = (X[0],X[1])
    Memoria_Spred[i] = np.exp(X[0]+X[1])
    Memoria_expxpred[i] = np.exp(X[0])
    Memoria_expEpred[i] = np.exp(X[1])
    (X,P,K,IM,IS,eISe,detIS) = kf_update(X,P,Y,H,V)
    Memoria_xup[i] = X[0]
    Memoria_Eup[i] = X[1]
    Memoria_Xup[i] = (X[0],X[1])
    Memoria_Sup[i] = np.exp(X[0]+X[1])
    Memoria_expxup[i] = np.exp(X[0])
    Memoria_expEup[i] = np.exp(X[1])
    Memoria_e[i] = Y - IM
    Memoria_detIS[i] = detIS
    Memoria_eISe[i] = eISe
    Y = np.array([np.log(CO1[i]),np.log(CO5[i]),np.log(CO9[i])])

#Se define la funcion objetivo a maximizar.
logL = (N*N_iter/2)*np.log(2*np.pi)+0.5*np.sum(np.log(Memoria_detIS))+0.5*np.sum(Memoria_eISe)

return logL

#Parametros iniciales: Se utilizan los obtenidos por Schwartz & Smith (2000).
Beta_init = np.array([-0.125,0.145,0.286,0.3,1.49,0.001,0.001,0.001,0.0115,0.157])
#Beta_init = np.array([-0.5,0.05,0.05,0.1,1,0.01,0.01,0.01,0.01,0.1])

bounds2 = ((-inf,inf),(0,inf),(0,inf),(-1,1),(0,inf),(0,inf),(0,inf),(0,inf),(-inf,inf),(0,inf))

Opt = minimize(obj_function,Beta_init,bounds=bounds2,method='trust-constr')
Opt

Beta_opt = Opt.x

#Se grafican resultados del filtro (prediccion vs. observaciones)
plt.plot(CO1,label="Observaci\u00f3n")
plt.plot(Memoria_Sup,label="Predicci\u00f3n")
plt.rcParams['font.family']='TimesNewRoman'
plt.rcParams['figure.figsize'] = (10,3)
plt.ylim(np.amin(CO1)-2, np.amax(CO1)+2)
plt.ylabel('Precio (US$/bb1)')
plt.xlabel('Semanas')
plt.grid(linestyle='-',linewidth=3)
plt.legend()
plt.savefig('r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\kalman-calibr.png',dpi=300)
plt.show()

#Se grafican resultados del filtro (separacion de variables inobservables)
plt.plot(Dates,Memoria_expEup,linestyle='-',color='r',label='Equilibrio')
plt.plot(Dates,Memoria_Sup,linestyle=':',color='k',label='Corto Plazo')

```

```

plt.rcParams['font.family']='Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (10,3)
plt.ylim(np.amin(CO1)-2, np.amax(CO1)+2)
plt.ylabel('Precio')
plt.grid(True)
plt.legend()
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\separacion-inobs.png',dpi=300)
plt.show()

```

```

#Se guardan los resultados en tabla.
workbook = xlswriter.Workbook(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\Estimadores_Parametros.xls')
worksheet = workbook.add_worksheet('Calibracion')
worksheet.write(0,0,'Parametro')
worksheet.write(0,1,'Valor_inicial')
worksheet.write(0,2,'Valor_optimizado')
worksheet.write(1,0,'n')
worksheet.write(1,1,N_iter)
worksheet.write(1,2,N_iter)
worksheet.write(2,0,'Media_Equilibrio')
worksheet.write(2,1,Beta_init[0])
worksheet.write(2,2,Beta_opt[0])
worksheet.write(3,0,'Volatilidad_Equilibrio')
worksheet.write(3,1,Beta_init[1])
worksheet.write(3,2,Beta_opt[1])
worksheet.write(4,0,'Volatilidad_Desvi_Ãn')
worksheet.write(4,1,Beta_init[2])
worksheet.write(4,2,Beta_opt[2])
worksheet.write(5,0,'Correlacion_Desvio_Equilibrio')
worksheet.write(5,1,Beta_init[3])
worksheet.write(5,2,Beta_opt[3])
worksheet.write(6,0,'Coef_Regresion_a_la_Media')
worksheet.write(6,1,Beta_init[4])
worksheet.write(6,2,Beta_opt[4])
worksheet.write(7,0,'s1')
worksheet.write(7,1,Beta_init[5])
worksheet.write(7,2,Beta_opt[5])
worksheet.write(8,0,'s2')
worksheet.write(8,1,Beta_init[6])
worksheet.write(8,2,Beta_opt[6])
worksheet.write(9,0,'s3')
worksheet.write(9,1,Beta_init[7])
worksheet.write(9,2,Beta_opt[7])
worksheet.write(10,0,'Media_Eq_Riesgo_Neutral')
worksheet.write(10,1,Beta_init[8])
worksheet.write(10,2,Beta_opt[8])
worksheet.write(11,0,'Prima_Riesgo')
worksheet.write(11,1,Beta_init[9])
worksheet.write(11,2,Beta_opt[9])
workbook.close()

```



C.2. Estadística descriptiva

```
# == coding : utf-8 ==
"""
Created on Sat Aug 8 14:39:55 2020

@author : RY22440
"""

import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import xlswriter
import seaborn as sbn
from scipy.stats import norm

# Se importan datos para graficar historia precio.
Muestra = pd.read_excel(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\WTI_Contratos_2.xlsx', sheet_name='Muestra')
Muestra = Muestra.set_index('Fecha')
Serie = Muestra['CL1']

plt.plot(Serie, linestyle='-', color='r')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (10,3)
plt.ylabel('Precio_(US$/bbl)')
plt.grid(True)
plt.legend()
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\historia-precio-larga.png', dpi=300)
plt.show()

# Analisis de riesgo de la variable de interes: precio del petroleo crudo WTI.
# Se toma la cotizacion mensual del contrato futuro mas corto, con delivery en el proximo mes (CL1).
# El periodo analizado corresponde a ene-90 hasta may-21.

# Se importan datos para calcular las metricas.
Muestra = pd.read_excel(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\WTI_Contratos_2.xlsx', sheet_name='Muestra')
Muestra = Muestra.set_index('Fecha')
Hist = Muestra['CL1']

plt.plot(Hist, linestyle='-', color='r')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (10,3)
plt.ylabel('Precio_(US$/bbl)')
plt.grid(True)
plt.legend()
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\historia-precio.png', dpi=300)
plt.show()

# Se importan los datos y se recorta el periodo bajo analisis.
Muestra = pd.read_excel(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\WTI_Contratos_2.xlsx', sheet_name='Muestra')
Muestra = Muestra.set_index('Fecha')
CL1 = Muestra['CL1']

# Se calculan los retornos logarítmicos de la variable.
Retornos = np.log(CL1/CL1.shift(1))[1:]

Numero_Observaciones = float(Retornos.count())

# Se calculan Curtosis y Asimetría de la distribución de probabilidad de los retornos.
Curtosis_Exc_Retornos = Retornos.kurtosis()
Asimetría_Retornos = Retornos.skew()

Retornos = Retornos.to_numpy()

Media_Retornos = Retornos.mean()
Desvio_Retornos = Retornos.std()

# Se calcula el estadístico que permite concluir si la variable se distribuye como una normal
# (con un alfa = 1%).
Jarque_Bera_Retornos = (Numero_Observaciones/6)*(Asimetría_Retornos**2 + ((Curtosis_Exc_Retornos-3)**2)/4)

# Se calculan las metricas de riesgo.
VAR = np.percentile(Retornos,1)
ETL = np.mean(Retornos[Retornos<=VAR])

# Se guardan los resultados en tabla.
workbook = xlswriter.Workbook(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\Tablas_para_LaTeX.xlsx')
worksheet = workbook.add_worksheet('Estadística Descriptiva')
```

```

worksheet.write(0, 0, 'n')
worksheet.write(0, 1, Numero_Observaciones)
worksheet.write(1, 0, 'Media')
worksheet.write(1, 1, Media_Returnos)
worksheet.write(2, 0, 'Desvio')
worksheet.write(2, 1, Desvio_Returnos)
worksheet.write(3, 0, 'Curtosis')
worksheet.write(3, 1, Curtosis_Exc_Returnos)
worksheet.write(4, 0, 'Asimetría')
worksheet.write(4, 1, Asimetria_Returnos)
worksheet.write(5, 0, 'Jarque-Bera')
worksheet.write(5, 1, Jarque_Bera_Returnos)
worksheet.write(6, 0, 'Alfa')
worksheet.write(6, 1, 0.01)
worksheet.write(7, 0, 'p-Value_J-B')
worksheet.write(7, 1, '-')
worksheet.write(8, 0, 'Value_at_Risk')
worksheet.write(8, 1, VAR)
worksheet.write(9, 0, 'Expected_Tail_Loss')
worksheet.write(9, 1, ETL)
workbook.close()

Retornos = np.log(CL1/CL1.shift(1))[1:]

# Se grafican la evolucion de precios y retornos (y el histograma) del CL1, y se compara
# contra una normal.
fig,(ax1,ax2) = plt.subplots(2,sharex=True,dpi=120)
ax1.plot(CL1,'tab:red')
ax2.plot(Retornos,'tab:red')
ax1.set(ylabel='Precio')
ax2.set(ylabel='Retorno_mensual(%)')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (10,5)
plt.ylim(np.min(Retornos)-0.1)
fig.show()
fig.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\historia-precio-ret.png',dpi=fig.dpi)

data = np.random.normal(Media_Returnos,Desvio_Returnos,200)
mu,std = norm.fit(data)
xmin = -1
xmax = 1
x = np.linspace(xmin,xmax)
p = norm.pdf(x,mu,std)

fig,ax = plt.subplots(dpi=120)
sbn.set_palette('Set1',5,.7)
sbn.set_style("whitegrid")
sbn.set_context("paper")
sbn.histplot(Retornos,bins=150,axlabel='Retornos_mensuales',ax=ax)
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.axvline(Media_Returnos,color='r',linestyle=':',label='Media')
plt.axvline(VAR,color='k',linestyle=':',label='VaR')
plt.plot(x,p,'k',linewidth=0.7,linestyle='-',label='Dist.Normal')
plt.xlim(-0.4,0.5)
plt.legend()
ax.set(ylabel='Frecuencia')
ax.grid(linestyle='-',linewidth=.3)
fig.show()
fig.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\hist-retornos.png',dpi=fig.dpi)

```

C.3. Esquemas de *payoff*

```
## == coding : ut f=8 ==  
"""  
Created on Sat Aug 8 14:39:55 2020  
  
@author : RY22440  
"""  
  
import numpy as np  
import matplotlib.pyplot as plt  
  
Final_Index = np.arange(0,161,1,dtype=int)  
Payoff = np.zeros(len(Final_Index))  
  
Initial_Price = 100.85  
  
# Se define el payoff de Commodity Linked Notes BofA 2008.  
  
def Redemption_Amount1(Principal, Participation_Rate):  
    for i in range(len(Payoff)):  
        Commodity_Return = (Final_Index[i] - Initial_Price)/Initial_Price  
        if(Final_Index[i]<=Initial_Price):  
            Payoff[i] = Principal  
        else:  
            Payoff[i] = Principal + Participation_Rate*Commodity_Return*Principal  
  
Redemption_Amount1(1000, 1.2)  
  
plt.plot(Final_Index, Payoff, linestyle='-', color='r')  
plt.ylim(np.amin(Payoff)-100,np.amax(Payoff)+100)  
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))  
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'  
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)  
plt.ylabel('Payoff')  
plt.xlabel('Final_Price ,_WTI_Index')  
plt.grid(True)  
plt.axvline(Initial_Price, color='r', linestyle=':')  
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\payoff-bono1.png', dpi=300)  
plt.show()  
  
# Se define el payoff de Commodity Linked Notes BofA 2008 (2).  
def Redemption_Amount2(Principal, Lower_Barrier, Upper_Barrier, Supplemental_Percentage):  
    for i in range(len(Payoff)):  
        if(Final_Index[i]<=Initial_Price*Lower_Barrier) or (Final_Index[i]>=Initial_Price*Upper_Barrier):  
            Payoff[i] = Principal*(1 + Supplemental_Percentage)  
        else:  
            Payoff[i] = Principal  
  
Redemption_Amount2(1000, 0.6, 1.4, 0.14)  
  
plt.plot(Final_Index, Payoff, linestyle='-', color='r')  
plt.ylim(np.amin(Payoff)-100,np.amax(Payoff)+100)  
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))  
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'  
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)  
plt.ylabel('Payoff')  
plt.xlabel('Final_Price ,_WTI_Index')  
plt.grid(True)  
plt.axvline(Initial_Price, color='r', linestyle=':')  
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\payoff-bono2.png', dpi=300)  
plt.show()  
  
# Se define el payoff de los Oil Bonds emitidos por Mexico (en USD).  
def Redemption_AmountMXN(Principal, FX, Deval):  
    for i in range(len(Payoff)):  
        Premium = Final_Index[i]*1.95 - Principal/(FX*(1+Deval))  
        if Premium <= 0:  
            Payoff[i] = Principal/(FX*(1+Deval))  
        else:  
            Payoff[i] = Principal*(1 + 0.1266)/(FX*(1+Deval)) + Premium  
  
# Se asume ausencia de devaluacion de la moneda Mexicana.  
Redemption_AmountMXN(1000, 10, 0)  
  
plt.plot(Final_Index, Payoff, linestyle='-', color='r')  
plt.ylim(0,400)  
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))  
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'  
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)  
plt.ylabel('Payoff_en_dolares')
```

```

plt.xlabel('Final_Price',_WTI_Index')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\payoff-bono-mex-nodex.png', dpi=300)
plt.show()

# Se asume devaluacion de 30%.
Redemption_AmountMXN(1000, 10, 0.30)

plt.plot(Final_Index, Payoff, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(0,400)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('Payoff_en_dolares')
plt.xlabel('Final_Price',_WTI_Index')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\payoff-bono-mex-dev.png', dpi=300)
plt.show()

# Se define el payoff de la alternativa 1 propuesta.
def Intereses_LongPut(Strike, TasaInt):
    for i in range(len(Payoff)):
        if Final_Index[i] <= Strike:
            Payoff[i] = 0
        else:
            Payoff[i] = TasaInt

Intereses_LongPut(50, .05 + 0.0096313)

plt.plot(Final_Index, Payoff, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(np.amin(Payoff)-0.01,np.amax(Payoff)+0.01)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('Payoff')
plt.xlabel('Final_Price',_WTI_Index')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\payoff-propuesta1.png', dpi=300)
plt.show()

# Se define el payoff de la alternativa 2 propuesta.
def Intereses_LongPut_ShortCall(Strike1, Strike2, TasaInt):
    for i in range(len(Payoff)):
        if Final_Index[i] <= Strike1:
            Payoff[i] = 0
        elif Final_Index[i] >= Strike2:
            Payoff[i] = (1+(Final_Index[i]-Strike2)/Strike2*2) * TasaInt
        else:
            Payoff[i] = TasaInt

Intereses_LongPut_ShortCall(50, 90, .05 + 0.0096313 - 0.0069545)

plt.plot(Final_Index, Payoff, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(np.amin(Payoff)-0.01,np.amax(Payoff)+0.01)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('Payoff')
plt.xlabel('Final_Price',_WTI_Index')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\payoff-propuesta2.png', dpi=300)
plt.show()

# Se describe la sensibilidad de los ingresos totales mensuales al nivel de precio.

Produccion = 400/1000 # En millones de barriles por dia
Ingreso_mensual = Produccion * Final_Index * 30
Ingreso_mensual2 = Produccion * Final_Index * 30 * 1.1
Ingreso_mensual3 = Produccion * Final_Index * 30 * 0.9

plt.plot(Final_Index, Ingreso_mensual, linestyle='-', color='r')
plt.plot(Final_Index, Ingreso_mensual2, linestyle=':', color='m', label='+10%_Factor_especificacion')
plt.plot(Final_Index, Ingreso_mensual3, linestyle=':', color='k', label='-10%_Factor_especificacion')
plt.ylim(-1000,2000)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.legend()
plt.ylabel('Ingreso_mensual_(en_millones_de_US$)')

```



```

plt.xlabel('Precio_WTI')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\sensibilidad-ingresos.png', dpi=300)
plt.show()

# Se describe la sensibilidad de los costos totales mensuales al nivel de precio.

Produccion = 400/1000 # En millones de barriles por dia
Lifting_cost = 10 # En dolares por barril
Opex = 12
Mcapex_mensual = 3000/12
Costo_mensual = np.zeros(len(Final_Index))

for i in range(0, len(Final_Index)):
    Costo_mensual[i] = Produccion * 30 * (Lifting_cost + Opex) + MCapex_mensual

plt.plot(Final_Index, Costo_mensual, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(-1000,2000)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('Costo_mensual_(en_millones_de_US$)')
plt.xlabel('Precio_WTI')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\sensibilidad-costos.png', dpi=300)
plt.show()

# Se describe la sensibilidad de los intereses totales mensuales al nivel de precio.

Deuda = 15000 # En millones de dolares
Tasa_de_interes = .05
Int_mensual = np.zeros(len(Final_Index))

for i in range(0, len(Final_Index)):
    Int_mensual[i] = Deuda * Tasa_de_interes/12

plt.plot(Final_Index, Int_mensual, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(-1000,2000)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('Intereses_mensuales_(en_millones_de_US$)')
plt.xlabel('Precio_WTI')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\sensibilidad-int.png', dpi=300)
plt.show()

# Se describe la sensibilidad del FCF total mensual al nivel de precio (caso base).

FCF_mensual = Ingreso_mensual - Costo_mensual - Int_mensual

plt.plot(Final_Index, FCF_mensual, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(-1000,2000)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('FCF_mensual_(en_millones_de_US$)')
plt.xlabel('Precio_WTI')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\sensibilidad-FCF.png', dpi=300)
plt.show()

# Se describe la sensibilidad del FCF total mensual al nivel de precio (bono1).

Intereses_LongPut(50, .05 + 0.0096313)

for i in range(0, len(Final_Index)):
    Int_mensual[i] = Deuda * Payoff[i]/12
    FCF_mensual1 = Ingreso_mensual - Costo_mensual - Int_mensual

plt.plot(Final_Index, FCF_mensual1, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(-1000,2000)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('FCF_mensual_(en_millones_de_US$)')

```

```

plt.xlabel('Precio_WTI')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\sensibilidad-FCFbono1.png', dpi=300)
plt.show()

# Se describe la sensibilidad del FCF total mensual al nivel de precio (bono2).
Intereses_LongPut_ShortCall(50, 90, 0.05 + 0.0096313 - 0.0069545)

for i in range(0, len(Final_Index)):
    Int_mensual[i] = Deuda * Payoff[i]/12
    FCF_mensual2 = Ingreso_mensual - Costo_mensual - Int_mensual

plt.plot(Final_Index, FCF_mensual2, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(-1000,2000)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('FCF_mensual(en millones de US$)')
plt.xlabel('Precio_WTI')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\sensibilidad-FCFbono2.png', dpi=300)
plt.show()

# Se describe la sensibilidad de Regalias mensuales al nivel de precio.
r = 0.12
Royalties = np.zeros(len(Final_Index))

for i in range(0, len(Final_Index)):
    Royalties = r * (Final_Index * Produccion *30)

plt.plot(Final_Index, Royalties, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(-1000,2000)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('Regalias/mes(en millones de US$)')
plt.xlabel('Precio_WTI')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\sensibilidad-royalties.png', dpi=300)
plt.show()

# Se describe la sensibilidad de IIGG mensual al nivel de precio.
t = 0.35
IIGG = np.zeros(len(Final_Index))

for i in range(0, len(Final_Index)):
    IIGG[i] = max(t * (FCF_mensual[i] - Royalties[i]), 0)

plt.plot(Final_Index, IIGG, linestyle='-', color='r')
plt.ylim(-1000,2000)
plt.xlim(np.amin(Final_Index),np.amax(Final_Index))
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.rcParams["figure.figsize"] = (6.4,4.8)
plt.ylabel('IIGG_mensual(en millones de US$)')
plt.xlabel('Precio_WTI')
plt.grid(True)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\sensibilidad-IIGG.png', dpi=300)
plt.show()

```

C.4. Evaluación de las alternativas propuestas

```

# == coding : utf-8 ==
"""
Created on Sat Aug 8 14:39:55 2020

@author : RY22440
"""

import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns
import xlswriter

# Se importan los parametros iniciales obtenidos en la optimizacion
Par_opt = pd.read_excel(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\Estimadores_Parametros.xlsx', sheet_name='Valor')
Beta_opt = Par_opt['Valor']
Beta_opt = Beta_opt.to_numpy()
#Beta_opt = np.delete(Beta_opt, 0)

# Se define una unidad de tiempo (un mes).
dt = 30/360

Mu_E = Beta_opt [1]
Sigma_E = Beta_opt [2]
Sigma_x = Beta_opt [3]
Corr_xE = Beta_opt [4]
k = Beta_opt [5]
Mu_E_m = Beta_opt [13]
Lambda_x = Beta_opt [14]

# Cov de wt
W = np.array([[(1 - np.exp(-2*k*dt)) * (Sigma_x**2) / (2*k)], [(1 - np.exp(-k*dt)) * Sigma_x * Sigma_E * Corr_xE / k],
               [(1 - np.exp(-k*dt)) * Sigma_x * Sigma_E * Corr_xE / k], [(1 - np.exp(-k*dt)) * Sigma_E**2]])

# Se importan los datos.
Muestra = pd.read_excel(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\WTI_Contratos.xlsx', sheet_name='CL1')
CL1 = Muestra['CL1']
Fechas = Muestra['Fecha']

# Una vez configurados los valores de los parametros que regiran la dinamica,
# se procede a modelar tal dinamica estocastica del precio del WTI.

Mu_Shocks = np.array([0, 0])
Estado_Inicial = np.array([Beta_opt [15], Beta_opt [16]])

Periodos = 24 + 1 # Se consideran 24 periodos mensuales (el periodo 1 corresponde al momento 0).
Simulaciones = 3000

# Matriz donde se registraran las simulaciones del precio observable St (compuesto por Xt y Et)
St_Simulacion = np.zeros((Periodos, Simulaciones))
# Matriz donde se registraran las simulaciones del componente de corto plazo Xt
Xt_Simulacion = np.zeros((Periodos, Simulaciones))
# Matriz donde se registraran las simulaciones del componente de largo plazo Et
Et_Simulacion = np.zeros((Periodos, Simulaciones))

# Se realizan multiples simulaciones de escenarios.
for i in range(0, Simulaciones):
    R = np.random.multivariate_normal(Mu_Shocks, W, Periodos)
    wx = R[:, 0]
    we = R[:, 1]
    Xt_Simulacion[0, i] = Estado_Inicial [0]
    Et_Simulacion[0, i] = Estado_Inicial [1]
    for t in range(1, Periodos):
        Xt_Simulacion[t, i] = np.exp(-k*dt) * Xt_Simulacion[t - 1, i] + wx[t]
        Et_Simulacion[t, i] = Mu_E*dt + Et_Simulacion[t - 1, i] + we[t]
        St_Simulacion[:, i] = np.exp(Xt_Simulacion[:, i] + Et_Simulacion[:, i])

plt.plot(St_Simulacion)
plt.ylim(np.amin(St_Simulacion)-5, np.amax(St_Simulacion)+5)
plt.ylabel('Precio')
plt.xlabel('Periodo')
plt.grid(True)
plt.rcParams['font.family'] = 'TimesNewRoman'
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive\YPF\Personal\UDES\Tesis\simulaciones-precio.png', dpi=300)
plt.show()

# Se plantea la estructura teorica del flujo de fondos de la compania modelo.

```

```

# Parametros / Variables
Produccion = 400/1000 # En millones de barriles por dia
Lifting_cost = 10 # En dolares por barril
Opex = 12
Prod_tot_periodo = Produccion * dt * 360 # Millones de barriles por periodo
Deuda = 11000 # En millones de dolares
Tasa_de_interes = .05
Maint_Capex = 3000

num_Per = np.zeros(Periodos)

# Matrices donde se registraran los resultados de Cash Flow a partir de las simulaciones de P.
CF_antes_int = np.zeros((Periodos - 1, Simulaciones))
CF_desp_int_fijo = np.zeros((Periodos - 1, Simulaciones))
Final_CF_Tot = np.zeros(Simulaciones)

# Se rellenan las matrices con los resultados de las simulaciones en el esquema base.
for i in range(0, Periodos - 1):
    num_Per[i] = i
    CF_antes_int[i, :] = (St_Simulacion[i + 1, :] - Lifting_cost - Opex) * Prod_tot_periodo - Maint_Capex * dt
    # El cash flow va a quedar expresado en millones de dolares
    CF_desp_int_fijo[i, :] = CF_antes_int[i, :] - Deuda * Tasa_de_interes * dt

# Se suma el CF de todos los periodos para computar el resultado total de todo el escenario.
for i in range(0, Simulaciones):
    Final_CF_Tot[i] = CF_desp_int_fijo[:, i].sum()

# Se computan media y desvio de la distribucion de escenarios en el esquema base.
Media_Final_CF_Tot = Final_CF_Tot.mean()
Desvio_Final_CF_Tot = Final_CF_Tot.std()

# Se calculan las metricas de riesgo del esquema base.
Alfa = 5
CFAR_TasaFija = -np.percentile(Final_CF_Tot, Alfa)
CFES_TasaFija = -np.mean(Final_CF_Tot[Final_CF_Tot <= -CFAR_TasaFija])

fig, ax = plt.subplots()
sbn.set_palette('Set1', 5, 7)
sbn.set_style("whitegrid")
sbn.set_context("paper")
sbn.histplot(Final_CF_Tot, bins=50, axlabel='Cash_Flow', ax=ax)
plt.axvline(Media_Final_CF_Tot, color='r', linestyle=':', label='Media')
plt.axvline(-CFAR_TasaFija, color='k', linestyle=':', label='CFaR')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.legend()
ax.set_ylabel('Frecuencia')
ax.grid(linestyle='-', linewidth=.3)
plt.savefig('r'C:\Users\ry22440\OneDrive_-_YPF\Personal\UDES\Tesis\hist-cf-tasa-fija.png', dpi=300)
fig.show()

# Se proponen esquemas alternativos para la determinacion de los intereses.

# La primer alternativa involucra la anulacion de pago de intereses solo cuando P > Strike.
# Se calcula cuanto debieran ser los intereses bajo este esquema en cada escenario.
# Se busca el VA de la opcion de no pago de intereses.
Intereses_OilBond = np.zeros((Periodos - 1, Simulaciones))
VAPayoff = np.zeros((Periodos - 1, Simulaciones))
rf_rate = 0.0025

def Calculo_Intereses_BonoLongPut(Deuda, Strike):
    for i in range(0, Simulaciones):
        for t in range(0, Periodos - 1):
            if St_Simulacion[t, i] <= Strike:
                VAPayoff[t, i] = (-Tasa_de_interes * Deuda * dt) / ((1 + rf_rate) ** (t * dt))
            else:
                VAPayoff[t, i] = 0
            if St_Simulacion[t, i] <= Strike:
                Intereses_OilBond[t, i] = 0
            else:
                VAnp = -VAPayoff.sum() / Simulaciones / (Periodos * dt) / Deuda
                Intereses_OilBond[t, i] = (Tasa_de_interes + VAnp) * Deuda * dt
    return VAnp

VAnp = Calculo_Intereses_BonoLongPut(Deuda, 50)

# Comprobacion de Valores Actuales (deben ser iguales por las dos viÑas)
VAIntereses_OilBond = np.zeros((Periodos - 1, Simulaciones))
TotVA = np.zeros(Simulaciones)

```

```

for t in range(0, Periodos - 1):
    VAIntereses_OilBond[t,:] = Intereses_OilBond[t,:]/((1+rf_rate)**(t*dt))
    for i in range(0, Simulaciones):
        TotVA[i] = VAIntereses_OilBond[:,i].sum()
        VAProm1 = TotVA.mean()

VAInteres_fijo = np.zeros((Periodos - 1, Simulaciones))
Tasa_de_interesf=.05 + VAnp
TotVA2 = np.zeros(Simulaciones)

for t in range(0, Periodos - 1):
    for i in range(0, Simulaciones):
        VAInteres_fijo[t,i] = Deuda*Tasa_de_interesf*dt/((1 + rf_rate)**(t*dt))
        TotVA2[i] = VAIntereses_OilBond[:,i].sum()
        VAProm2 = TotVA2.mean()

# A partir del CF antes de intereses, se calcula nuevo CF Final desp de int y estadisticos.

for i in range(0, Periodos - 1):
    CF_desp_int_fijo[i,:] = CF_antes_int[i,:] - Intereses_OilBond[i,:]

for i in range(0, Simulaciones):
    Final_CF_Tot[i] = CF_desp_int_fijo[:,i].sum()
    Media_Final_CF_Tot_BonoLongPut = Final_CF_Tot.mean()
    Desvio_Final_CF_Tot_BonoLongPut = Final_CF_Tot.std()

# Se calculan las metricas de riesgo del esquema base.
Alfa = 5
CFAR_BonoLongPut = -np.percentile(Final_CF_Tot, Alfa)
CFES_BonoLongPut = -np.mean(Final_CF_Tot[Final_CF_Tot <= -CFAR_BonoLongPut])

fig, ax = plt.subplots()
sbn.set_palette('Set1', 5, .7)
sbn.set_style("whitegrid")
sbn.set_context("paper")
sbn.histplot(Final_CF_Tot, bins=50, axlabel='Cash_Flow', ax=ax)
plt.axvline(Media_Final_CF_Tot, color='r', linestyle=':', label='Media')
plt.axvline(-CFAR_BonoLongPut, color='k', linestyle=':', label='CFaR')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.legend()
ax.set_ylabel='Frecuencia')
ax.grid(linestyle='-', linewidth=.3)
plt.savefig('r'C:\Users\ry22440\OneDrive_\YPF\Personal\UDES\Tesis\hist-cf-long-put.png', dpi=300)
fig.show()

# La segunda alternativa involucra tambien anular pago de intereses cuando P > Strike.
# Ademas, esta alternativa incluye un share de ganancia con inversores cuando
# el precio del commodity se encuentra en nivel es de alta rentabilidad.
# Se calcula cuanto debieran ser los intereses bajo este esquema en cada escenario.

def Calculo_Intereses_BonoLongPut_ShortCall(Deuda, Strike1, Strike2):
    for i in range(0, Simulaciones):
        for t in range(0, Periodos - 1):
            if St_Simulacion[t,i] <= Strike1:
                VAPayoff[t,i] = (-Tasa_de_interes*Deuda*dt)/((1 + rf_rate)**(t*dt))
            elif St_Simulacion[t,i] > Strike2:
                VAPayoff[t,i] = (Tasa_de_interes*((St_Simulacion[t,i] - Strike2)*2/Strike2)*Deuda*dt)/((1 + rf_rate)**(t*dt))
            else:
                VAPayoff[t,i] = 0
                VACall = -VAPayoff.sum()/Simulaciones/(Periodos*dt)/Deuda
            if St_Simulacion[t,i] <= Strike1:
                Intereses_OilBond[t,i] = 0
            elif St_Simulacion[t,i] > Strike2:
                Intereses_OilBond[t,i] = ((Tasa_de_interes+VAnp-VACall)*(1+(St_Simulacion[t,i]-Strike2)*2/Strike2)*Deuda*dt)
            else:
                Intereses_OilBond[t,i] = (Tasa_de_interes+VAnp-VACall)*Deuda*dt
    return VACall

VACall = Calculo_Intereses_BonoLongPut_ShortCall(Deuda,50,90)

# A partir del CF antes de intereses, se calcula nuevo CF Final desp de int y estadisticos.

for i in range(0, Periodos - 1):
    CF_desp_int_fijo[i,:] = CF_antes_int[i,:] - Intereses_OilBond[i,:]

for i in range(0, Simulaciones):
    Final_CF_Tot[i] = CF_desp_int_fijo[:,i].sum()
    Media_Final_CF_Tot_BonoLongPut_ShortCall = Final_CF_Tot.mean()

```

```

Desvio_Final_CF_Tot_BonoLongPut_ShortCall = Final_CF_Tot.std()

# Se calculan las metricas de riesgo del esquema base.
Alfa = 5
CFAR_BonoLongPut_ShortCall = -np.percentile(Final_CF_Tot, Alfa)
CFES_BonoLongPut_ShortCall = -np.mean(Final_CF_Tot[Final_CF_Tot<=-CFAR_BonoLongPut_ShortCall])

fig,ax = plt.subplots()
sbn.set_palette('Set1',5,.7)
sbn.set_style("whitegrid")
sbn.set_context("paper")
sbn.distplot(Final_CF_Tot, bins=50, axlabel='Cash_Flow', ax=ax)
plt.axvline(Media_Final_CF_Tot, color='r', linestyle=':', label='Media')
plt.axvline(-CFAR_BonoLongPut_ShortCall, color='k', linestyle=':', label='CFaR')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.legend()

ax.set(ylabel='Frecuencia')
ax.grid(linestyle='--', linewidth=3)
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive_\YPF\Personal\UDES\Tesis\hist-cf-long-put-short-call.png', dpi=300)
fig.show()

# Se guardan los resultados en tabla.
workbook = xlswriter.Workbook(r'C:\Users\ry22440\OneDrive_\YPF\Personal\UDES\Tesis\ResultadosVaR.xlsx')
worksheet = workbook.add_worksheet('Resultados')
worksheet.write(1,0,'Caso_base')
worksheet.write(0,1,'CFaR')
worksheet.write(0,2,'CFES')
worksheet.write(0,3,'Media')
worksheet.write(0,4,'Desvi_Ãnno')
worksheet.write(2,0,'Bono_con_opcion_no_pago_de_interes')
worksheet.write(3,0,'Bono_con_opcion_no_pago_de_interes_+prima_upside')
worksheet.write(1,1,CFAR_TasaFija)
worksheet.write(2,1,CFAR_BonoLongPut)
worksheet.write(3,1,CFAR_BonoLongPut_ShortCall)
worksheet.write(1,2,CFES_TasaFija)
worksheet.write(2,2,CFES_BonoLongPut)
worksheet.write(3,2,CFES_BonoLongPut_ShortCall)
worksheet.write(1,3,Media_Final_CF_Tot)
worksheet.write(2,3,Media_Final_CF_Tot_BonoLongPut)
worksheet.write(3,3,Media_Final_CF_Tot_BonoLongPut_ShortCall)
worksheet.write(1,4,Desvio_Final_CF_Tot)
worksheet.write(2,4,Desvio_Final_CF_Tot_BonoLongPut)
worksheet.write(3,4,Desvio_Final_CF_Tot_BonoLongPut_ShortCall)
workbook.close()

heatmap1 = np.zeros((10,9))
IntRate_heatmap = np.arange(0.02,0.115,0.01).round(2)
Debt_heatmap = np.arange(4500,16501,1500)

FinalCF_heatmap1 = np.zeros((Periodos - 1, Simulaciones))
Tot_CF_heatmap1 = np.zeros(Simulaciones)

for x in range(0, len(IntRate_heatmap)):
    for y in range(0, len(Debt_heatmap)):
        for t in range(0, Periodos - 1):
            FinalCF_heatmap1[t, :] = CF_antes_int[t, :] - Debt_heatmap[y] * IntRate_heatmap[x] * dt

for i in range(0, Simulaciones):
    Tot_CF_heatmap1[i] = FinalCF_heatmap1[:, i].sum()
    heatmap1[x, y] = -int(np.percentile(Tot_CF_heatmap1, Alfa))

ax1 = sbn.heatmap(pd.DataFrame(heatmap1, index=IntRate_heatmap, columns=Debt_heatmap), cmap='rocket_r', annot=True, fr
ax1.set(ylabel='Tasa_de_Interes', xlabel='Deuda')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive_\YPF\Personal\UDES\Tesis\CFAR-heatmap-deuda.png', dpi=300)

heatmap2 = np.zeros((7,10))
MCapex_heatmap = np.arange(2500,7001,500)
Cost_heatmap = np.arange(25,56,5)

FinalCF_heatmap2 = np.zeros((Periodos - 1, Simulaciones))
Tot_CF_heatmap2 = np.zeros(Simulaciones)
Op_CF_heatmap2 = np.zeros((Periodos - 1, Simulaciones))

for x in range(0, len(Cost_heatmap)):
    for y in range(0, len(MCapex_heatmap)):
        for t in range(0, Periodos - 1):

```

```

Op_CF_heatmap2[t,:] = (St_Simulacion[t + 1,:]-Cost_heatmap[x])*Prod_tot_periodo-MCapex_heatmap[y]*dt
FinalCF_heatmap2[t,:] = Op_CF_heatmap2[t,:]-Deuda*Tasa_de_interes*dt

for i in range(0, Simulaciones):
    Tot_CF_heatmap2[i] = FinalCF_heatmap2[:,i].sum()
    heatmap2[x,y] = -int(np.percentile(Tot_CF_heatmap2, Alfa))

ax2 = sbn.heatmap(pd.DataFrame(heatmap2,index=Cost_heatmap,columns=MCapex_heatmap),cmap='rocket_r',annot=True,fmt)
ax2.set(ylabel='Costo_unitario', xlabel='Maintenance_Capex')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive_\YPF\Personal\UDES\Tesis\CFAR-heatmap-costos.png',dpi=300)

heatmap3 = (-heatmap1 - Media_Final_CF_Tot).round(0)

ax3 = sbn.heatmap(pd.DataFrame(heatmap3,index=IntRate_heatmap,columns=Debt_heatmap),cmap='rocket_r',annot=True,fmt)
ax3.set(ylabel='Tasa_de_interes', xlabel='Deuda')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive_\YPF\Personal\UDES\Tesis\CFARnorm-heatmap-deuda.png',dpi=300)

heatmap4 = (-heatmap2 - Media_Final_CF_Tot).round(0)

ax4 = sbn.heatmap(pd.DataFrame(heatmap4,index=Cost_heatmap,columns=MCapex_heatmap),cmap='rocket_r',annot=True,fmt)
ax4.set(ylabel='Costo_unitario', xlabel='Maintenance_Capex')
plt.rcParams['font.family'] = 'Times_New_Roman'
plt.savefig(r'C:\Users\ry22440\OneDrive_\YPF\Personal\UDES\Tesis\CFARnorm-heatmap-costos.png',dpi=300)

```



Universidad de
San Andrés