



**Análisis, diagnóstico y propuesta de aplicación e implementación de herramientas financieras u otras alternativas para la mitigación del riesgo por precio de materia prima en la adquisición de insumos para el proceso productivo y de comercialización en PETROPERÚ**

Tesis presentada en satisfacción parcial de los requerimientos para obtener el grado de Maestro en Administración por:

Martínez Román, José Rafael

Salvatierra Trinidad, Edison Joe

**Programa de Maestría en Administración a Tiempo Parcial 61**

**Lima, 03 de abril del 2019**

Esta tesis

*Análisis, diagnóstico y propuesta de aplicación e implementación de herramientas financieras u otras alternativas para la mitigación del riesgo por precio de materia prima en la adquisición de insumos para el proceso productivo y de comercialización en PETROPERÚ*

ha sido aprobada.



.....  
**Jaime F. Serida Nishimura, Ph.D.**

**(Jurado 1)**



.....  
**Sergio R. Bravo Orellana, Ph.D.**

**(Jurado 2)**



.....  
**César Fuentes Cruz, Ph.D.**

**(Asesor)**

**Universidad ESAN**

**2019**

## **Dedicatoria**

A Dios por la oportunidad que me dio,  
a mi amada esposa Giovanna por su paciencia y apoyo ya que sin ella nada hubiera  
sido posible,  
a mis hijos Franco y Leonardo por todo el tiempo que no puede estar con ellos y a mis  
compañeros de trabajo por su incansable apoyo.

Martínez Román, José Rafael

A mis padres Elsa y Augusto por inculcarme desde siempre que los estudios son lo  
mejor que podemos adquirir para nuestro futuro,  
A mi amada Natalhi por apoyarme y darme ese ánimo que me faltaba para emprender  
este reto y finalmente a mis adorados hijos Adriel y Daniella por su comprensión y  
detalles cuando no estuve con ellos.

Salvatierra Trinidad, Edison Joe

A nuestro asesor por su apoyo en todo en este tiempo y por compartir sus enseñanzas  
a lo largo de la investigación.

Autores de la tesis

## ÍNDICE GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO .....	xiv
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Pregunta General.....	2
1.2. Preguntas Específicas .....	2
1.3. Antecedentes .....	3
1.4. Justificación .....	7
1.5. Alcance .....	8
1.6. Objetivos de Investigación .....	9
1.6.1 Objetivo General.....	9
1.6.2. Objetivos Específicos.....	9
1.7 Metodología de la tesis .....	10
1.8 Limitaciones.....	11
CAPÍTULO II. MARCO CONCEPTUAL.....	13
2.1. Cadena de suministro y exposición al riesgo .....	13
2.1.1. Cadena de suministro.....	13
2.1.2. Exposición al riesgo.....	15
2.2. Commodity .....	17
2.3. Precios .....	17
2.3.1. Precios spot.....	18
2.3.2. Precios futuros .....	18
2.3.3. Precios flotantes.....	19
2.3.4. Precios de paridad importación .....	20
2.3.5. Relación entre los precios (Resultados) .....	21
2.4. Riesgos.....	23
2.4.1. Riesgo financiero .....	23
2.5. Mediciones de riesgos financieros .....	24
2.5.1. Desviación Estándar.....	24
2.5.2. Valor en Riesgo (Value at Risk).....	26
2.5.3. Valor en Riesgo Condicional (Conditional Value at Risk).....	29
2.6. Análisis de estacionariedad .....	30
2.7. Test de la raíz unitaria .....	32

2.8. Mercados futuros y OTC .....	32
2.8.1. Mercados de futuros.....	32
2.8.2. Mercado Over the counter (OTC).....	35
2.9. Instrumentos Derivados .....	36
2.9.1. Contratos a futuro.....	37
2.9.2. Contratos a plazo (forward).....	39
2.9.3. Swaps .....	40
2.9.4. Opciones.....	47
2.9.5 Collar.....	48
2.10. Ciclo del inventario .....	49
2.10.1. <i>Construcción del volumen de inventario expuesto</i> .....	50
2.11. Trading.....	54
2.12. Coberturas.....	56
2.12.1 <i>Beneficios de tener un programa de coberturas</i> .....	57
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO .....	59
3.1. Diseño de Investigación .....	59
3.2. Descripción de los datos.....	61
3.3. Instrumentos de Medición .....	62
3.3.1. <i>Test de Dickey Fuller Aumentado para determinar la Raíz Unitaria</i> .....	62
3.3.2. <i>Análisis del VaR y CVaR</i> .....	62
3.4. Técnicas y procedimientos .....	63
3.4.1. <i>Determinación del instrumento financiero</i> .....	63
CAPÍTULO IV. MARCO CONTEXTUAL.....	70
4.1. Contexto Global .....	70
4.2. Contexto Regional y Casos.....	75
4.3. Contexto Local.....	77
4.4. Macroentorno .....	77
4.4.1. <i>Social</i> .....	77
4.4.2. <i>Económicos</i> .....	78
4.4.3. <i>Político económico</i> .....	80
4.4.4. <i>Tecnológico</i> .....	80
4.4.5. <i>Ecológico</i> .....	81
4.5. Microentorno.....	82

4.5.1. <i>La empresa</i> .....	82
4.5.2. <i>Competencia</i> .....	84
4.5.3. <i>Proveedores</i> .....	84
4.5.4. <i>Clientes</i> .....	86
CAPÍTULO V. RESULTADOS .....	89
5.1. Resultados Cualitativos .....	90
5.2. Resultados Cuantitativos .....	91
5.2.1. <i>Resultados del análisis de estacionariedad de las variables (Test de Dickey Fuller)</i> .....	91
5.2.2. <i>Estimación histórica</i> .....	100
5.2.3. <i>Simulación de Montecarlo</i> .....	103
CAPÍTULO VI. IMPLEMENTACIÓN DE ÁREA FUNCIONAL PARA LA DIRECCIÓN DE MANEJO DE RIESGOS (DMR) .....	104
6.1. Aspectos necesarios para la propuesta de implementación .....	104
6.2. Análisis Estratégico del Área Funcional .....	105
6.2.1. <i>Diseño de la Organización</i> .....	105
6.2.2. <i>Responsabilidades de las actividades de coberturas</i> .....	106
6.2.3. <i>Descripción de funciones</i> .....	107
6.3. Sistema de Control de Gestión .....	110
6.4. Análisis Financiero .....	111
6.5. Implementación del instrumento de derivado Times Spread Swap .....	111
6.5.1. <i>Determinación del volumen expuesto</i> .....	112
6.5.2. <i>Plan de Acción para la implementación del instrumento de derivado</i> .....	113
6.6. Costo de implementación del Área de Dirección de Manejo de Riesgos .....	114
CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	115
7.1. Conclusiones .....	115
7.2. Recomendaciones .....	116
ANEXOS .....	118
BIBLIOGRAFÍA .....	145

## INDICE TABLAS

1.1	Usos de instrumento financiero en América .....	7
2.1.	Variables que determinan cambio en la exposición.....	17
2.2..	Principales bolsas que determinan precios futuros.....	19
2.3.	Precios flotantes .....	20
2.4	Mercados Futuros.....	33
2.5	Mercados Futuros versus OTC.....	35
2.6	Comparación de los contratos a plazo y futuro .....	40
2.7	Caso de subida del precio entre P1 y P2 .....	44
2.8.	Caso de bajada del precio entre P1 y P2 .....	44
4.1	Oferta y demanda mundial del Petróleo .....	71
6.1.	Costo de Implementación de Área de Dirección de Manejo de Riesgos .....	114



## ÍNDICE FIGURAS

1.1	Margen del Negocio Downstream .....	6
1.2.	Variación del precio del crudo.....	12
2.1.	Cadena de suministro del crudo y sus derivados.....	15
2.2.	Cadena de suministro del crudo .....	16
2.3.	Determinación de precio de paridad de importación .....	21
2.4.	Relación entre precios .....	22
2.5.	Desviación estándar como medida del riesgo.....	24
2.6.	Comparación entre Distribución Normal y t Student .....	27
2.7	Curva de crudo futuro en Contango .....	34
2.8	Curva de crudo futuro en Backwardation.....	34
2.9.	Curva de crudo futuro en Contango .....	43
2.10.	Ciclo de inventario del petróleo crudo .....	49
2.11.	Ciclo de inventario de importación de productos refinados .....	50
2.12.	Volumen expuesto.....	51
2.13.	Volumen financiero expuesto.....	51
2.14.	Volumen financiero empleado.....	52
2.15.	Volumen expuesto a las variaciones .....	52
2.16.	Volumen financiero expuesto a las variaciones.....	53
2.17.	<b>Volumen físico expuesto.....</b>	<b>53</b>
2.18.	Reducción del inventario físico .....	54
2.19..	Índices para la determinación de precios de crudo .....	55
2.20.	Índices para determinación de precios de productos refinados .....	55
2.21.	Coberturas.....	56
4.1	Evolución del precio del crudo (US\$/bbl).....	70
4.2	Precios internacionales del Crudo, Gasolina y Diésel .....	72
4.3.	Precio del crudo, gasolina y diésel.....	73
4.4.	Variaciones .....	73
4.5.	Crack Spread Gasolina y Diésel .....	74
4.6.	PBI según actividad económica 2017 (bases 2017) .....	78
4.7.	Producción fiscalizada de Petróleo del 2008 al 2017 .....	79
4.8.	Estado de Resultados Integrales (MMUS\$) .....	83

4.9	Compra de crudos y productos refinados .....	85
4.10	Ventas en el mercado interno .....	87
4.11.	Venta nacional de combustible líquido .....	87
4.12.	Número de estaciones de servicio de Petrored .....	87
5.1.	Evaluación de coberturas.....	89
5.2.	Evolución del precio del Crudo - 2013 a 2017 .....	92
5.3.	Resultado Test de Dickey Fuller.....	92
5.4.	Diferencias % del precio del Crudo – 2013 a 2017 .....	93
5.5.	Distribución de las diferencias precio del Crudo – 2013 a 2017 .....	93
5.6	Resultado del Test de Dickey Fuller de la primera diferencia.....	94
5.7	Evolución del precio de la gasolina – 2013 a 2017 .....	95
5.8	Resultado Test de Dickey Fuller.....	95
5.9	Diferencias % del precio de la gasolina – 2013 a 2017 .....	96
5.10	Distribución de las diferencias del precio de gasolina – 2013 a 2017 .....	96
5.11	Resultado del Test de Dickey Fuller de la primera diferencia.....	97
5.12.	Evolución del precio del diésel – 2013 a 2017 .....	98
5.13.	Resultado Test de Dickey Fuller.....	98
5.14.	Diferencias % del precio del diésel – 2013 a 2017 .....	99
5.15.	Distribución de las diferencias precio del diésel - 2013 a 2017 .....	99
5.16.	Resultado del Test de Dickey Fuller de la primera diferencia.....	100

## **JOSÉ RAFAEL MARTÍNEZ ROMÁN**

Bachiller de Economía de la Universidad de Lima con especialización en Gestión de Hidrocarburos en CENTRUM, con experiencia de cerca de 20 años en una de las más grandes empresas del país -PETROPERÚ- en el área de Negocios Internacionales (Trading), Análisis de Mercados Internacionales y Nacionales de Petróleo, Derivados del Petróleo y Biocombustibles, Planeamiento de Precios (Pronósticos). Sólidos conocimiento de Derivados Financieros de Commodities (Hedging), Shipping y Economía de la Refinación.

### **FORMACIÓN**

- 09/2018-05/2018** ESAN  
Maestría en Administración de Negocios (candidato)
- 06/2004-07/2005** PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ -  
CENTRUM  
Diplomado de Alta Especialización en Gestión de Hidrocarburos
- 03/1991-07/1998** UNIVERSIDAD DE LIMA  
Economía (Grado Bachiller – 06/2004)

### **OTRAS CAPACITACIONES RELEVANTES**

- 09/2018** USIL BUSINESS SCHOOL  
Curso (in house) Finanzas y Riesgos Financieros PETROPERÚ
- 06/2015** ENAP  
Curso: Capacitación en Coberturas de Precios de Petróleo y Derivados
- 12/2014** ERNEST & YOUNG  
Curso: Contabilización de Operaciones de Cobertura según las NIIF
- 04/2014** HUMBOLDT MARINE TRAINING  
Curso: Operaciones de Tanqueros y Contratos de Fletamento
- 10/2013** CAREC  
Curso: Derecho Marítimo en Hidrocarburos
- 07/2012** CAREC  
Curso: Estudio Avanzado de la Cadena de Comercialización de Hidrocarburos
- 05/2010** BAUERBERG KLEIN  
Curso: Comercio Internacional de Hidrocarburos
- 11/2009** ESAN  
Seminario: Volatilidad del Precio de los Commodities y Administración del riesgo de estos Precios
- 05/2008** HONEYWELL  
Curso: Entrenamiento en Modelos de Programación de Refinación
- 03/2008** BP

Curso: Bp Third Party Traders Course - Singapore

**12/2007**      **PETROLEUM WORLD**  
Curso Internacional de Comercialización de Hidrocarburos

**12/2007**      **THAIS CORPORATION**  
Curso: Chartering – Fletamento Marítimo

## **EXPERIENCIA**

**11/2000-Actualidad**    **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.**  
Sub Gerencia de Compra de Hidrocarburos/Gerencia Cadena de Suministro  
Jefe Jefatura de Compras y Exportaciones de Hidrocarburos  
Periodos: 01/2003 04/2004 y 05/2012 –Actualidad

1. Efectuar los procesos de adquisición (antes también ventas) de Petróleo, Productos Derivados y Biocombustibles a nivel internacional;
2. Efectuar los procesos de adquisición en el mercado local de Hidrocarburos y otras fuentes de energía, a fin de asegurar el abastecimiento al sistema de PETROPERÚ S.A., buscando la optimización de la cadena de suministro y la generación de oportunidades de negocios, enfocado en la mejora continua de dichos procesos en línea con las practicas del mercado internacional.
3. Realizar estudios técnicos para la evaluación de Nuevos Negocios y oportunidades de mercado.
4. Elaborar los pronósticos de precios para los planes de Refinación.

Supervisor de Unidad Negociación  
Periodos: 11/2000 - 01/2003 y 05/2005 - 04/2012

5. Apoyar efectuando los procesos de adquisición de Petróleo, Productos Derivados y Biocombustibles a nivel internacional, a fin de asegurar el abastecimiento al sistema de PETROPERÚ S.A., buscando la optimización de la cadena de suministro y la generación de oportunidades de negocios, enfocado en la mejora continua de dichos procesos en línea con las practicas del mercado internacional.
6. Apoyar en la realización estudios técnicos para la evaluación de Nuevos Negocios y oportunidades de mercado.
7. Elaborar de los pronósticos de precios para los planes de Refinación.
8. Manejar de la base de datos de precios Platts.

## **IDIOMAS**

**INGLÉS CIVIME (Avanzado)**

## **OTRAS ACTIVIDADES**

9. Instructor interno de PETROPERÚ S.A. en el tema de Coberturas de Precios y Trading de Petróleo y Productos Refinados en el Mercado Internacional
10. Surfing, Jogging

## **EDISON JOE SALVATIERRA TRINIDAD**

### **FORMACIÓN**

- 2016 – 2018** ESAN  
Maestría en Administración de Negocios (candidato)
- 2012 – 2013** Universidad del Pacífico  
Diplomado: Jefe de Proyectos - PMBok
- 2007 – 2008** Universidad de Lima  
Diplomado: Sistemas Integrados de Gestión: Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional y Responsabilidad Social
- 2003 – 2004** Universidad Ricardo Palma  
Diplomado: Ingeniería del Gas Natural  
Condición: Titulado
- 1998-2003** Universidad Nacional de Ingeniería  
Título: Ingeniero Sanitario y Civil.

### **EXPERIENCIA LABORAL**

#### **Noviembre 2010 – a la fecha**

##### **RESIDENTE DE OBRA**

1. Planificación y planeamiento del proyecto de inicio a fin para identificar el total de actividades de acuerdo al alcance para con ello plantear los planes de acción que se deban realizar para el cumplimiento de objetivos, el método de ejecución puede ser cadena o ruta crítica.
2. Supervisión y revisión del presupuesto meta con la finalidad de determinar el margen final del proyecto, esta estimación debe ser uno de los objetivos primordiales del proyecto y debe caer en toda la organización.
3. Análisis y estructura de costos de las actividades de acuerdo a la estructura del desglose del trabajo (EDT) de tal manera que se pueda medir, controlar y gestionar.
4. Aseguramiento de las fechas acordadas en el cronograma de ejecución del proyecto de acuerdo a hitos contractuales que garanticen al cliente el cumplimiento de plazos para ello se debe trabajar con las áreas de soporte dentro de la organización.
5. Mantener las relaciones externas con todos los Stakeholders del proyecto que permitan en forma conjunta con nosotros el correcto desenvolvimiento garantizando los lazos de responsabilidad social.
6. Supervisión de los trabajos de producción de los Ingenieros Residentes de Obra de cada especialidad para el cumplimiento de planificación, plazos, objetivos de costes e indicadores de productividad.
7. Entrega de oportunidades y amenazas que el desarrollo del proyecto para que de forma conjunta con la administración contractual del proyecto se identifiquen los riesgos positivos y negativos para ser tratados de forma anticipada.
8. Supervisión de los avances económicos del proyecto – valorizaciones en relación estrecha con la supervisión y cliente para cumplimiento en porcentajes e hitos del contrato con la finalidad de identificar las actividades adelantadas y atrasadas a fin de hacer de forma mensual un calendario actualizado.

9. Seguimiento y control al plan de Logística y Compras del proyecto para garantizar las fechas de atención de los requerimientos: materiales, equipos, herramientas y otros.
10. Reuniones semanales con el equipo del proyecto para el análisis de restricciones y soluciones en cada caso con la finalidad de que cada área de soporte cumpla los compromisos que se detallan en cada objetivo mensual del proyecto, es importante determinar las restricciones por objetivos del proyecto: calidad, plazo, coste, seguridad, RRHH, etc.
11. Reuniones semanales con el cliente de tal manera de mostrar el avance del proyecto, principales indicadores, restricciones detectadas en trabajos y futuros y variaciones que requieran opinión favorable.
12. Realización y presentación de informes de seguimiento del proyecto ante la Gerencia de Operaciones y delegados de zona.
13. Medir la evolución y el desempeño de los involucrados de todas las áreas de soporte, así como también detectar los riesgos asociados.
14. Cumplir con los programas de capacitación interna a fin de asegurar la competencia de los trabajadores en las actividades que le son asignadas.
15. Coordinar con los responsables de los diversos proyectos de la empresa a fin de identificar acciones de mejora y oportunidades.

## **IDIOMAS**

1. **Embajada de Brasil**  
Año 2007  
Centro de Extensión Brasileña - CEB  
Portugués – Ciclo Regular.
2. **Instituto cultural Peruano Norteamericano**  
Año 2003  
IPCNA  
Ingles Intermedio.

## **OFIMATICA**

3. **CIBERTEC** – Con el respaldo de la UPC  
Año 2006  
Office XP Avanzado  
Word – Excel – Power Point.
4. **Universidad Nacional de Ingeniería**  
Año 2005  
Centro Computo de la Facultad de Ingeniería Ambiental.  
Software Autocad
5. **Universidad Nacional de Ingeniería**  
Año 2005  
Centro Computo de la Facultad de Ingeniería Ambiental.  
Watercad, Sewercad
6. **Universidad Nacional de Ingeniería**  
Año 2005  
Centro Computo de la Facultad de Ingeniería Civil.  
Autocad

## RESUMEN EJECUTIVO

Gestionar de manera integral los riesgos en toda empresa se ha vuelto una necesidad prioritaria, para PETROPERÚ esto se convierte en una oportunidad de mejorar sus procesos de mitigación de riesgos, de esta manera lo que se busca es alcanzar estándares comparables a la par de sus símiles en el mercado global. Es por eso que, a lo largo de la presente investigación, el grupo de trabajo se ha focalizado en analizar, evaluar y proponer alternativas de mejora tanto cualitativa como cuantitativa para PETROPERÚ en el manejo de riesgos de inventario.

La investigación parte de un análisis de la empresa, relacionándola con características extrínsecas del mercado del petróleo, con el fin de generar un modelo de gestión eficiente capaz de mitigar las pérdidas, producto de las variaciones de los precios en el mercado internacional, que afectan la realización de sus inventarios. Como se podrá observar a lo largo de la investigación, PETROPERÚ está expuesto al riesgo de la fluctuación de precios de petróleo y sus derivados. Para este fin, se utilizarán instrumentos y modelos desarrollados en el ámbito financiero, ya comprobados, para monitorear, medir y mitigar el riesgo financiero de la empresa.

PETROPERÚ compra petróleo para refinar y obtener productos refinados y, también compra productos refinados, en ambos casos para su comercialización en el mercado local e internacional. Los principales commodities que adquiere son el petróleo crudo, la gasolina y el diésel, los precios de compra-venta de estos tres hidrocarburos están determinados por los fundamentos del mercado internacional (oferta, demanda e inventarios) y por factores coyunturales internacionales. Cabe mencionar que PETROPERÚ compra sus insumos en el mercado internacional, es un tomador de precios y mantiene una exposición mientras mantenga los volúmenes de hidrocarburos adquiridos hasta su venta final.

Se desarrollará un análisis del riesgo de la fluctuación de los precios de las materias primas entre la compra y su venta, enfocado en el cálculo de una máxima pérdida probable a un nivel de confianza establecido y en un periodo determinado, esta máxima pérdida es considerada como el Valor en Riesgo – VaR (Value at Risk), el cual es

calculado con el fin de dar como resultado la mayor pérdida probable para la empresa producto de la variación en los precios que afectan de manera considerable los inventarios de PETROPERÚ.

Para esta investigación se ha trabajado sólo con la variación de inventarios, ya que su valor de realización es el que más se afecta ante las fluctuaciones de los precios en el mercado internacional en un entorno competitivo. Estos inventarios están expuestos a dichas fluctuaciones debido a que existe un descalce entre el precio en la fecha de compra y el precio de venta posterior, puesto que esta industria tiene un ciclo de inventario determinado por las características de la industria y su lejanía tanto a las fuentes de suministro, así como a su mercado de realización. Se ha determinado que el instrumento derivado Time Spread Swap, es el mejor para mitigar los riesgos de precio en PETROPERÚ.

Paralelamente, se efectuó un análisis del comportamiento de las series de precios durante el periodo 2013 – 2017 (con data mensual), la cual fue contrastada utilizando la herramienta econométrica test de Dickey Fuller Aumentado (ADF) para determinar si son estacionarias y no tienen raíz unitaria, lo que determinó la necesidad de implementar una estrategia de cobertura para mitigar dicho riesgo.

Se demostró que el Valor en Riesgo presentado cuando no se utilizan coberturas con instrumentos derivados es mayor que cuando se utilizan, y luego de evaluar las diferentes alternativas se determinó que el más conveniente para PETROPERÚ es el Time Spread Swap (TSS), confirmando nuestra hipótesis que, para empresas como PETROPERÚ, el TSS es el instrumento que mejor mitiga las posibles pérdidas.

Tomando en consideración los resultados obtenidos en la simulación histórica, de enero del 2013 a diciembre del 2017 y del análisis de los datos reales de este último año en que las ventas de PETROPERÚ fueron de 4,085 MMUS\$, con un costo de ventas de 3,786 MMUS\$ que arrojaron una utilidad operativa de 299 MMUS\$, y al no efectuar coberturas mediante instrumentos financieros se obtuvo un monto expuesto (VaR) de -13.5 MMUS\$ mensual con un nivel de confianza del 95% que equivale a 162 MMUS\$



anuales que pudo haber disminuido la utilidad operativa de +299 a -162 MMUS\$ equivalente a una disminución de 461 MMUS\$ .

## CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

Los movimientos de los precios de los commodities pueden atentar contra el crecimiento económico de América Latina: El Perú no se escapa de esta realidad, más aún a una empresa como PETROPERÚ que adquiere sus insumos y vende sus productos a precios del mercado internacional. No hacer frente a los riesgos involucrados por los movimientos del precio del petróleo y sus derivados implica un riesgo en sí.

La presente investigación propone un modelo que brinde una alternativa para mitigar el riesgo de precio y evitar pérdidas inesperadas por las fluctuaciones de precios en el mercado internacional basado en el análisis sistémico de la empresa; teniendo en cuenta que existen otros riesgos como: tipo de cambio, tasa de interés y otros que también representan riesgo, pero no serán abordados en la presente investigación.

El aporte de la presente es la utilización de indicadores para determinar, gestionar y mitigar el riesgo para PETROPERÚ por los movimientos de precios del petróleo y sus derivados en el mercado internacional, para ello se han considerado variables claves, como: i) precio del crudo, ii) precio de la gasolina y iii) precio del diésel. Estos tres commodities representan para PETROPERÚ parte de un portafolio de insumos - productos, pero que serán los que se tomarán en cuenta para simplificar el presente análisis. El valor añadido que se aporta no solo es cuantitativo sino también cualitativo, puesto que se busca que se implemente un área funcional que lleve a cabo esta actividad.

Para medir la máxima pérdida de PETROPERÚ a un nivel de confianza determinado, bajo condiciones normales de mercado y en un periodo determinado se ha utilizado el cálculo del VaR (Value at Risk) y CVaR (Conditional Value at Risk), los cuales permiten tener un indicador estadístico que sirva de sustento para la toma de decisiones financieras, como es el uso de instrumentos derivados.

La gestión del riesgo de precios de commodities en PETROPERÚ, involucra el entendimiento del ciclo de inventarios, la cadena de abastecimiento y el uso de instrumentos financieros. Es en base a estos instrumentos financieros que se plantea las preguntas que surgen de la necesidad de PETROPERÚ para minimizar su riesgo y

maximizar su rentabilidad. Las preguntas planteadas son secundadas por la idea de encontrar para PETROPERÚ la forma que pueda reducir pérdidas esperadas y que además pueda ser replicable para otras empresas petroleras y similares de commodities.

La investigación en la presente tesis ha sido dividida de la siguiente manera: en la primera parte se realiza el planteamiento del problema, seguidamente se desarrolla el marco teórico, en la tercera parte se desarrolla un modelo económico-financiero y se aplican las herramientas para la gestión del riesgo de precio, en la cuarta parte se analiza el marco contextual y en la parte final se analiza los resultados y se propone un esquema de implementación, terminando con conclusiones y recomendaciones.

### **1.1 Pregunta General**

En este contexto, surge la siguiente interrogante:

¿El uso de derivados financieros permitirá a PETROPERÚ mitigar su exposición al riesgo por variación de precios de inventarios entre el momento de la adquisición de sus insumos para el proceso productivo y comercialización, y su venta posterior de productos refinados, así como para otras empresas afines?

### **1.2 Preguntas Específicas**

1. ¿A mayor tiempo de ciclo de inventario de la cadena de abastecimiento, mayor será el riesgo de variación del precio del refinado en la venta?
2. ¿Permite la dupla VaR y CVaR monitorear la exposición de PETROPERÚ frente a movimientos en los precios del commodity al calcular las pérdidas máximas probables a niveles de confianza dados?
3. ¿La utilidad bruta de PETROPERÚ está expuesta al riesgo por las fluctuaciones del precio del crudo y sus derivados?
4. ¿Es el derivado financiero Time Spread Swap la mejor alternativa para la cobertura de los riesgos de precio para PETROPERÚ ya que encaja con sus características y necesidades?
5. ¿El uso del instrumento Time Spread Swap permite obtener un perfil con menores riesgos frente a variaciones significativas en el precio de los insumos utilizados por PETROPERÚ?

6. ¿En la actualidad PETROPERÚ cuenta, dentro de su organización, con un área de manejo de riesgos que mitigue el riesgo por variación del precio de los commodities?
7. ¿Es necesario la creación de un área de Dirección de Manejo de Riesgos como parte de la política institucional en PETROPERÚ que articule y coordine con las diferentes áreas de la Empresa?

### **1.3 Antecedentes**

PETROPERÚ fue fundada mediante ley el 24 de julio de 1969, luego de la nacionalización de los activos de la empresa petrolera internacional Standard Oil de New Jersey<sup>1</sup>, una de las famosas 7 hermanas de la industria petrolera mundial, en Perú International Petroleum Company – IPC, por parte del gobierno del entonces Presidente de la República el General Velasco Alvarado, ese día fue llamado como el día de la dignidad nacional. Apenas ya creada la nueva empresa petrolera, cuyo primer directorio estuvo presidido por el general Marco Fernández-Baca Carrasco, debió afrontar un reto que definió su perfil: operar y mantener casi toda la compleja industria del petróleo del país con personal propio y sin el apoyo técnico de la comunidad petrolera internacional, que se negó a colaborar debido a que en el país se había puesto en marcha un proceso de nacionalización por el Gobierno Revolucionario (PETROPERÚ, 2014).

En los años 90's, el gobierno fujimorista vendió la idea (mito) que la gestión de las empresas estatales era deficiente, con el fin de buscar apoyo en la opinión pública para la privatización de las empresas estatales. Es el caso de la Refinería La Pampilla que fue privatizada a REPSOL, se vendió alrededor de 190 MUS\$, menos del valor de su terreno. El proceso de privatización no se culminó debido a los reclamos de la opinión pública cuando REPSOL subió los precios de los combustibles tan pronto tomó la operación de esta en el año 1996. Después de más de 20 años de la privatización parcial de PETROPERÚ, se puede concluir que no se obtuvo los resultados esperados de desarrollar el sector, tanto desde el punto de vista económico ni social.

---

<sup>1</sup> Standard Oil of New Jersey ahora es ExxonMobil.

PETROPERÚ se encuentra abocada en la modernización y construcción de una nueva Refinería, reemplazando a la actual Refinería Talara, su principal activo según PETROPERÚ (2014), que le permitirá incrementar su capacidad de refinación del crudo, producir combustibles eco amigables (con bajo nivel de contaminantes como el azufre y otros contaminantes) y producir una mayor proporción de combustibles de mayor valor (transformar petróleo industrial en diésel y gasolinas), lo que le hará tener una de las refinerías más modernas de la región sudamericana, ya que contará con un proceso de conversión de fondos en productos refinados llamado Flexicoking, proceso de patente de Exxon Mobil, el cual es utilizado sólo por siete refinerías en el mundo (Agencia Peruana de Noticias, 2017). Dicha inversión de alrededor de 5 mil millones de dólares requerirá de financiamiento externo a través de emisión de bonos y préstamos de entidades internacionales, lo que implica asumir compromisos de pagos a largo plazo y un manejo eficiente de la empresa y sus riesgos.

En la actualidad, PETROPERÚ se dedica a las siguientes actividades:

1. Compra petróleo crudo nacional (2/3) y lo complementa con importado (1/3) para procesarlo en sus refinerías, y de ahí obtener productos refinados (GLP, gasolinas, diésel alto azufre, jet/kerosene, petróleos industriales, solventes, entre otros derivados), para luego venderlos localmente o exportarlos.
2. Compra localmente o importa productos terminados para comercializarlo en el mercado local (GLP, gasolinas, diésel bajo azufre, jet/kero, etc.).
3. Adquiriere local o internacionalmente, componentes (productos en proceso) para la obtención de productos finales. Por ejemplo, adquiere un tipo de diésel de destilado medio que viene de los líquidos del gas natural para producir diésel.
4. Se espera que, en un futuro cercano, vuelva al negocio de producción de petróleo crudo en los lotes 62 y 192 en asociación con empresas privadas.

Todas las adquisiciones de hidrocarburos, tanto local como internacionalmente, se efectúan a precios internacionales, teniendo en cuenta que los hidrocarburos son commodities que se transan en los mercados bursátiles como NYMEX (New York Mercantile Exchange) y ICE (Intercontinental Exchange de Londres) y mercados relevantes (Houston, Ámsterdam-Róterdam-Amberes, Singapur, etc.). Los productores de petróleo crudo y productos refinados acostumbran a transar con precios relacionados

a la fecha de la transferencia de riesgo y propiedad, que para la modalidad CFR (costo y flete) que es la que utiliza PETROPERÚ en sus importaciones, es la fecha del conocimiento de embarque en el puerto de carga (B/L: Bill of lading).

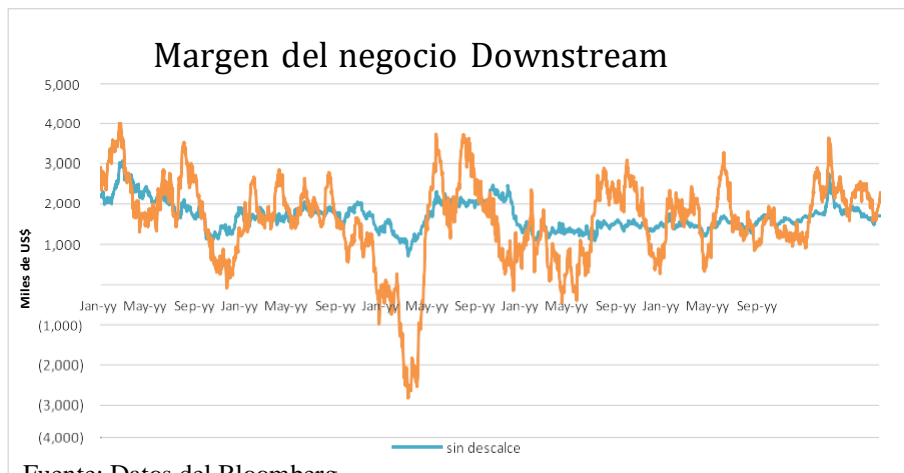
Por el lado de las ventas locales de combustibles, PETROPERÚ y RELAPASAA, son los principales actores en el mercado de combustibles peruano concentrando más del 80 % del mercado, las mismas que establecen sus precios siguiendo la paridad de importación, los demás competidores siguen a estos refinadores. El precio de paridad de importación es un cálculo teórico que simula una operación de importación eficiente, que se estima considerando las cotizaciones internacionales del mercado relevante para el Perú, que es la Costa del Golfo de USA (principal centro de refinación del mundo con el 20% de la capacidad del mundial), para lo cual se considera el promedio de las últimas 10 cotizaciones.

Por el lado de las exportaciones, estas se efectúan con fórmulas de precios flotantes que refieren a marcadores (índices) de mercados internacionales, que siguen su dinámica.

PETROPERÚ al tener una participación de mercado de más de 50% es el que establece los precios de los combustibles en el mercado local, y sus competidores, RELAPASAA y los importadores, se alinean a sus precios (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

Teniendo en cuenta las características intrínsecas del negocio del Downstream, la empresa tiene un importante volumen de inventarios de crudo, productos refinados en proceso y terminados por un tiempo prolongado entre uno y dos meses entre su compra en el país de origen y su realización en una planta de venta, tiempo en el cual la empresa se encuentra expuesta a la volatilidad de los precios en el mercado internacional. Este prolongado ciclo de inventario conlleva a un descalce entre el precio de compra y de venta, afectando la estabilidad de sus resultados económicos. En la figura 1.1 se aprecia el margen del negocio del Downstream (refinación y comercialización) a lo largo de los años.

**Figura 1.1 Margen del Negocio Downstream**



Fuente: Datos del Bloomberg.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Lo que se observa en la figura 1.1 es que los márgenes del negocio de Downstream cuando los precios de compra y venta están alineados son más estables que cuando existe un descalce.

Es importante el uso de herramientas financieras cuando se tiene importantes volúmenes de inventarios de crudo y productos refinados en proceso y terminados, ya que estas permiten a las empresas mitigar su riesgo de mercado y estabilizar sus estados de resultados, y así poder hacer frente a las obligaciones financieras que se adquieren producto de las inversiones.

En la tabla 1.1 se muestra el uso de instrumentos financieros para las empresas petroleras en los diferentes países de América como: Uruguay, Colombia, México, Brasil, Chile, USA y Perú, tanto en el ámbito privado y público. Entre los principales objetivos de cada país están: i) asegurar el precio de venta del crudo, ii) atenuar el impacto significativo en el precio del petróleo, iii) eliminar el descalce entre el precio de compra y venta y iv) sobre todo asegurar el margen de refinación.

**Tabla 1.1 Usos de instrumento financiero en América**

País	Mercado: Competitivo (C) / Monopolio (M)	Actividades: Upstream (U) / Midstream (M) / Downstream (D)	Privada (P) / Estatal (E) / Mixta (M)	Instrumento financiero	Precio: Crudo (C) / Productos Refinados (P) / Margen de Refinación (MR)	Objetivo
Uruguay	M	D / M	E	Opción Call	C	Atenuar el impacto de un aumento significativo en el precio del petróleo y evitar o limitar un traslado de ese aumento a los precios de los combustibles en el mercado local
Colombia	M	D / M / U	M	Futuros	C	Asegurar un precio de venta de su crudo
México	C	D / M / U	E	Collar / Opción Put	C	Asegurar un precio de venta de su crudo
Brasil	C	D / M / U	M	Opción Put	C	Asegurar un precio de venta de su crudo
Chile	C	D / M / U	E	Time Spread Swaps	C / P	Eliminar el descalce de tiempo entre su precio de compra y venta
USA	C	D	P	Futuros / Swaps	MR	Asegurar margen de Refinación
Perú	C	D / M	P	Futuros / Swaps	P	Eliminar el descalce de tiempo entre su precio de compra y venta

Fuente: Goldman Sachs, Commodities Risk Management and Working Capital Session, 2019

#### 1.4 Justificación

La importancia de contar con políticas institucionales que procuren la mitigación del riesgo de precios se hace necesario cuando se está inmerso en un mercado de commodities tan fluctuante como el petróleo y sus derivados, no considerar este hecho es un riesgo en sí. La investigación se concentra en desarrollar mediciones de riesgo que aporten en la toma de decisiones de PETROPERÚ a la hora de decidir efectuar o no coberturas, así como determinar el instrumento financiero de cobertura que permita de la manera más eficiente estabilizar los resultados de la empresa al mitigar su riesgo de precio en un entorno de precios altamente volátil.

En la actualidad, en América Latina algunos países utilizan instrumentos financieros para la gestión de riesgos en la compra de insumos de petróleo, por ejemplo, tenemos los casos de Ecopetrol (Colombia), Pemex (México), ANCAP (Uruguay), Petrobras (Brasil) y ENAP (Chile). Teniendo en cuenta que PETROPERÚ es la empresa de mayor facturación y presencia nacional en el Perú, es indispensable garantizar su sostenibilidad económica en el tiempo a través de herramientas financieras, y más aún



en su actual proceso de modernización de la Refinería Talara, donde ha adquirido significativos endeudamientos en el mercado internacional y tiene que hacer frente a estos pagos y compromisos de cumplimiento de ratios financieros. Es por ello, la necesidad de la cobertura del riesgo financiero mediante derivados financieros.

Empresas con perfiles de riesgo similares a las que tiene PETROPERÚ, cuya actividad se concentra en el Downstream y que compite en su mercado doméstico con actores privados son pocas en América Latina, siendo la que más se asemeja ENAP de Chile, entidad que mitiga su riesgo de precio utilizando un tipo de SWAP que cobertura el precio del commodity.

Para reducir el impacto de los choques externos internacionales por la caída de los precios del petróleo y sus derivados que afecten los estados de resultados de PETROPERÚ, es necesario promover el uso de herramientas financieras. De esta manera, se incentiva el ejercicio de búsqueda de rentabilidad basada en la gestión de riesgos, lo que puede servir de ejemplo a las diversas industrias de commodities que desarrollan en el Perú, en los cuales su proceso es similar al de PETROPERÚ (importando sus insumos de otros países a precios internacionales que tienen un ciclo de inventario considerable para luego ser comercializados a precios internacionales).

Finalmente, la presente tesis contribuye con un modelo cuantitativo y cualitativo innovador capaz de mitigar pérdidas y aportar a la toma de decisiones de cobertura del riesgo en PETROPERÚ y otras empresas afines.

## **1.5 Alcance**

Para acotar el alcance que tendrá nuestra investigación es importante establecer los límites conceptuales y metodológicos (Hernández, 1998). Para ello, la presente investigación se circunscribe en el ámbito de los riesgos financieros, especialmente dentro del riesgo de mercado y dentro de este último en la categoría de riesgo del precio del commodity, los cuales enmarcan la senda del trabajo cualitativo y cuantitativo que se ha elegido para responder a las preguntas de los objetivos planteados.

Se ha considerado una vasta literatura relacionada con el tema de investigación sobre el uso de instrumentos financieros de cobertura de commodities, que otorga una buena base teórica a la tesis y sus objetivos, como sugieren Hernández et al (2014) que indica que los objetivos del investigador y la combinación de los elementos en el estudio son prioridad para enfocar el alcance de toda investigación.

Según los datos usados, las conclusiones de la investigación deben ser entendidas desde la muestra empleada, es decir, el alcance de la tesis abarca los periodos desde noviembre del 2012 a diciembre del 2017, sin perjuicio que el modelo desarrollado puede ser empleado para cualquier periodo futuro basado en datas actualizadas. Por otro lado, se trabajó para efectos de implicación únicamente considerando tres commodities: crudo, gasolina y diésel.

## **1.6 Objetivos de Investigación**

### **1.6.1 Objetivo General**

Analizar, diagnosticar y proponer instrumentos derivados aunados a una propuesta de diseño institucional que mitiguen el riesgo por precio de materia prima en la adquisición de insumos para el proceso productivo y de comercialización en PETROPERÚ, así como a otras empresas afines, contribuyendo de manera general a una mejora empresarial desde una base de gestión del riesgo.

### **1.6.2. Objetivos Específicos**

1. Evaluar la cadena de abastecimiento actual de PETROPERÚ. Esto implica que los hallazgos son inherentes para la organización estudiada, pero se pueden generalizar a empresas similares a PETROPERÚ.
2. Analizar y medir los riesgos por la volatilidad de los precios de las materias primas en PETROPERÚ, esta medición también se puede extender a empresas afines.
3. Analizar y evaluar instrumentos disponibles en el mercado financiero para gestionar y mitigar el riesgo por precio de materia prima en la adquisición de insumos dentro del proceso productivo y de comercialización en PETROPERÚ. Este objetivo se puede generalizar para empresas de commodities.

4. Analizar y proponer los aspectos necesarios para la propuesta de implementación del manejo del riesgo de precio de crudo y sus derivados con políticas institucionales que relacionen aspectos legales, comerciales, contables y de trading.
5. Plantear la implementación de un área funcional que identifique, monitoree y gestione los riesgos por movimientos en el precio de materia prima en PETROPERÚ que permita una estabilidad relativa en los resultados de la empresa.

### **1.7 Metodología de la tesis**

En base a la revisión de la bibliografía disponible sobre riesgos, instrumentos de valoración de riesgos y sus aplicaciones en los mercados de commodities y derivados financieros y sus aplicaciones, se analizó los posibles instrumentos financieros apropiados para mitigar el riesgo del precio del petróleo y sus derivados dentro de la cadena de abastecimiento entre la compra y la venta. La investigación profundiza el estudio de la cobertura de riesgo para PETROPERÚ y puede ser aplicable para otras empresas afines.

El periodo de evaluación considerado para la presente investigación va desde noviembre del 2012 hasta diciembre del 2017, iniciándose con el análisis de las actividades que realiza PETROPERÚ, para pasar luego al estudio del comportamiento de los precios del crudo y productos derivados en el mercado internacional y local, seguidamente las series de precios son contrastadas para determinar si su comportamiento es o no explosivo y finalmente se efectúa el cálculo del Valor en Riesgo en el modelo histórico y por simulación de Montecarlo a los estados de resultados. Con estos resultados se determina de manera cuantitativa la alternativa de cobertura como instrumento financiero más acorde a la solución de nuestro problema. Adicional a ello, el grupo de tesis realizó el análisis cualitativo referente al uso del instrumento financiero.

## **1.8 Limitaciones**

Esta tesis se limita a brindar alternativas para mitigar el riesgo de variación de precio, no aborda otros riesgos de mercado como tipo de cambio, tasa de interés y otros que también representan riesgo.

Los instrumentos financieros como contratos futuros, contratos swap y contratos de opciones son los más utilizados y a su vez los más básicos; sin embargo, existen numerosos instrumentos que son el resultado de múltiples combinaciones de estos contratos. La presente investigación se limita únicamente a usar los instrumentos mencionados anteriormente más dos combinaciones de contratos swaps y opciones, que son el Time Spread Swap y el Collar, respectivamente.

Las coberturas que se abordan en la presente tesis son de corto plazo, siendo el objetivo de la presente investigación enfocarse en las actividades de compra de insumos y posterior venta de productos y los efectos que se generan por el descalce entre la compra y la venta. En caso de que PETROPERÚ retorne a la actividad de Upstream, sería conveniente hacer coberturas del tipo estratégico, donde se buscaría asegurar un precio de realización del crudo y un retorno a la inversión realizada.

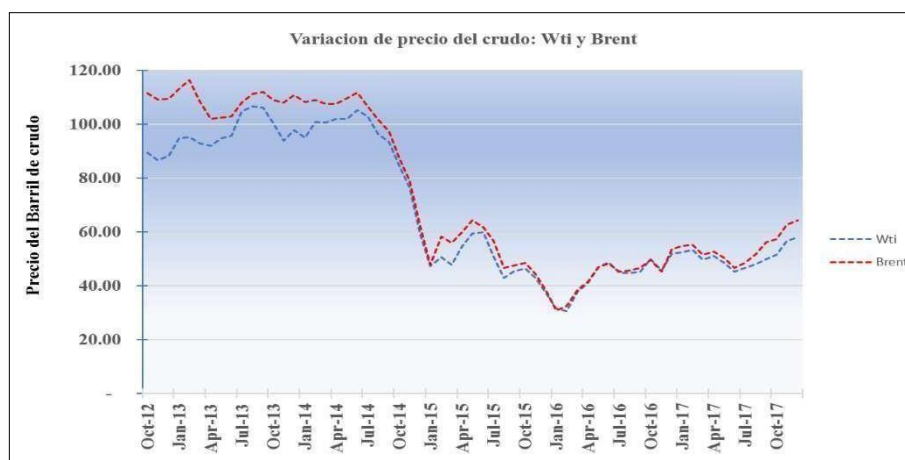
El modelo en Excel que se desarrolló para los cálculos y análisis se diseñó al nivel de utilidad bruta, teniendo en cuenta que es a ese nivel del estado de resultados donde afecta el impacto de la variación de los precios internacionales.

En nuestro modelo, los precios de compra y venta han sido determinados por el grupo de investigación en base a estimaciones de costo oportunidad y su experiencia en el sector, lo que determina que las cifras son únicamente referenciales y su objetivo es dar una referencia de los montos involucrados.

Las empresas dedicadas al Downstream manejan una vasta gama de productos refinados como consecuencia de su proceso de refinación y comercialización. Para la presente investigación, se ha considerado que los únicos productos que produce y comercializa son gasolina y diésel.

El periodo de evaluación considerado para la presente investigación es desde noviembre del 2012 a diciembre del 2017, se tomó las series de precios de los marcadores de petróleo crudo, gasolina y diésel obtenidos de Platts y Bloomberg. En la figura 1.2 se aprecia que el precio del crudo, como son el WTI y Brent, tuvo variaciones a lo largo de los años.

**Figura 1.2. Variación del precio del crudo**



Fuente: Datos del Bloomberg.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

Existen dos marcadores o también llamados índices importantes para la valoración del petróleo crudo que son el petróleo crudo Brent (el cual se extrae del mar del norte y se cotiza en Londres) y el petróleo crudo West Texas Intermediate (WTI y se cotiza en Nueva York). La presente investigación se limita al análisis para el petróleo crudo West Texas Intermediate (WTI).

Para los cálculos en el modelo histórico y simulación de Montecarlo, se ha tomado un volumen de inventario físico promedio de 7.2 Millones de barriles que corresponde a la suma de crudo, gasolina y diésel por un periodo de 60 días de ventas, lo que equivale a ventas de 120,000 barriles por día, sabiendo que PETROPERÚ vende en la actualidad unos 135,000 barriles por día que incluye estos tres productos y otros que no son tomados en la presente investigación.

## CAPÍTULO II. MARCO CONCEPTUAL

### 2.1. Cadena de suministro y exposición al riesgo

#### 2.1.1. Cadena de suministro

La cadena de valor del petróleo está dividida en tres eslabones:

**Upstream:** describe una serie de actividades al comienzo de la cadena de suministro física e incluye exploración y extracción (Schofield, 2007).

La exploración es una actividad de capital de alto riesgo, ya que no siempre la perforación de un pozo, que puede costar varias decenas de millones de dólares, va a ser exitosa y encontrar petróleo, o puede encontrarlo en cantidades que no son económicamente explotables.

En materia de riesgo de precio, las empresas que se ubican en este eslabón están expuestas al riesgo de fluctuación del precio de su petróleo, si este cae se genera una pérdida de valor de sus reservas, lo que indica que los productores de petróleo están en una posición larga. Las reservas de los productores están expuestas a perpetuidad. En la práctica, en el lado del Upstream, algunas empresas no cubren dicha exposición, argumentando ser esta la esencia del negocio; por otro lado, otras firmas cubren su exposición a través de derivados financieros con el fin de garantizar un flujo de efectivo que le permita cumplir con sus compromisos y obligaciones derivados del financiamiento que puedan haber tomado para viabilizar el proyecto y asegurar una rentabilidad y/o ingresos.

**Midstream:** dentro del contexto de la industria petrolera, el Midstream se relaciona con una serie de actividades a lo largo de la cadena de suministro físico. Por lo general, incluyen todas las actividades relacionadas previas a la refinación (Schofield, 2007).

Principalmente envuelve el almacenamiento y transporte de petróleo, productos refinados y gas a través de las redes de oleoductos, camiones, trenes, buques, camiones y barcas (ecom, 2018).

En lo concerniente al riesgo de mercado, no son largos ni cortos ya que no transan ni crudo ni productos, pero si se ven afectados indirectamente por el nivel de precios del crudo y sus derivados. Como es el caso de un oleoducto que, a un nivel de precios del crudo de más de 100 US\$/bbl, tiene más espacio para pagar una tarifa elevada, y si los precios son muy bajos, como por ejemplo 10 US\$/bbl, estos no van a cubrir todos los costos y gastos en que se incurre al producir y comercializar el hidrocarburo, lo que deriva en un cierre de dicha producción y deja de utilizar un servicio que contrataba, como es el caso del almacenamiento y transporte.

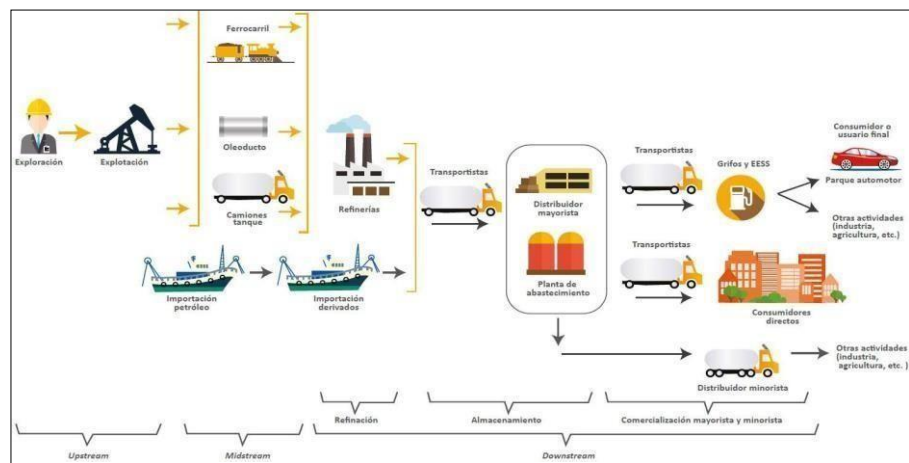
**Downstream:** en el contexto del mercado petrolero, se refiere a una serie de actividades al final de la cadena de suministro física, como la refinación y distribución de productos refinados a los consumidores finales (Schofield, 2007).

Las refinerías son industrias que transforman el crudo en productos refinados, que buscan arrojar un margen positivo; es decir, vender a un mayor valor que los costos. Las refinerías son cortas en crudo y largas en producto, por lo tanto, la refinación es larga en margen.

La comercialización, definida como la actividad de comprar y luego vender en búsqueda de un margen, es corta en productos cuando compra y es larga en productos cuando vende.

Los actores del Downstream son los que más buscan efectuar coberturas al estar cortos y/o largos frecuentemente por su naturaleza comercial. En la figura 2.1 se aprecia la cadena de suministros y exposición al riesgo del crudo y sus derivados.

**Figura 2.1. Cadena de suministro del crudo y sus derivados**



Fuente: Osinergmin, La industria de los Hidrocarburos Líquidos en el Perú, 2015.

### 2.1.2. Exposición al riesgo

La exposición es igual al volumen físico (barriles) expuesto al riesgo de variación de precio, lo que significa que el commodity ya tomó precio (insumo adquirido) y está expuesto a ganancias o pérdidas por las fluctuaciones del mismo.

La exposición está determinada por dos aspectos en conjunto:

1. El volumen del negocio, que es el número de barriles que compro y/o vendo por día.
2. Sus ciclos de conversión del inventario, es el número de días que se tiene desde la adquisición de la materia prima hasta que se efectúa la venta del producto que se ha producido. Para una refinería, este dependerá directamente del tiempo de transporte, almacenamiento, decantación, refinación, distribución y venta.

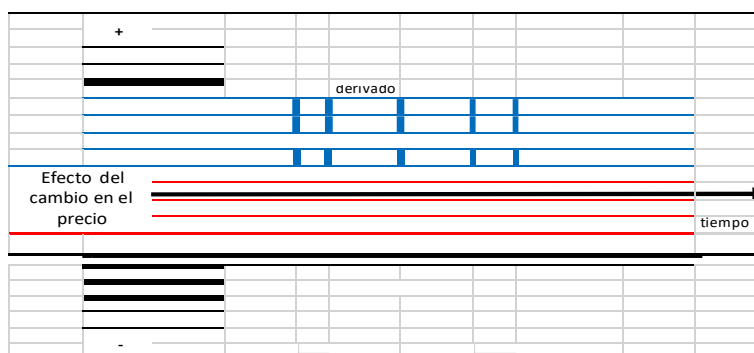
Otros factores que influyen sobre la exposición son la modalidad de determinación de precios de compra y venta y restricciones impuestas por economías de escala y facilidades logísticas.

La particular exposición al riesgo generada con el uso de derivados puede usarse para contrarrestar la exposición subyacente propia del negocio, vale decir, como cobertura de riesgo.



Una cobertura es la exposición al precio de adquisición a través de derivados financieros, opuesta a la exposición que se genera en el mercado físico en virtud del negocio de la empresa, con el fin de que los efectos producidos en ambas exposiciones por los cambios de precios se vean neutralizados. En la figura 2.2 se muestra la compensación de precios por la exposición del subyacente.

**Figura 2.2. Cadena de suministro del crudo**



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Antes de diseñar una estrategia de cobertura de riesgo, es necesario determinar el perfil de la exposición al riesgo de la empresa, lo que implica conocer y entender:

1. El commodity a cuyas variaciones de precio se está expuesto, petróleo crudo o productos refinados.
2. La magnitud física de la exposición, que es igual al número de barriles que ya tomaron precio.
3. El ciclo de tiempo que dura la exposición, tiempo entre la adquisición de la materia prima hasta su venta.
4. La volatilidad<sup>2</sup> del precio al que se está expuesto, las compañías que eligen no usar instrumentos del mercado financiero para cubrirse se someten a sí mismos y a sus accionistas a la volatilidad de los “precios spot”.

En la tabla 2.1 se muestran las variables físicas y comerciales que pueden determinar cambios en la exposición.

<sup>2</sup> Según Pratt (1998), “Volatilidad es una medida de la variabilidad del precio del commodity. Volatilidad es definida en términos estadísticos como la desviación estándar del logaritmo natural del cociente de dos precios sucesivos.

**Tabla 2.1. Variables que determinan cambio en la exposición**

<b>Variables que determinan cambios en la exposición</b>	
<b>Físicas (duración de inventario)</b>	<b>Comerciales</b>
Disponibilidad de terminales marítimos.	Modalidad de adquisición de inventarios
Disponibilidad o paralizaciones de plantas.	Incoterms / ventana de precio de importaciones.
Producción propia E&P cautiva.	Oportunidad de contabilización de producción propia (E&P)
Uso óptimo de capacidad de almacenamiento.	Política de precios de Venta
Rendimiento volumétrico.	Variabilidad de retiros de clientes
Mermas / Consumo Interno	
Producción propia.	

Fuente: PETROPERÚ.

Elaboración: Autores de esta tesis.

## **2.2. Commodity**

Un commodity es una mercancía, un bien de consumo, una materia prima, un producto, el cual es producido por el hombre o se encuentra en la naturaleza y que tiene un valor o utilidad para los mercados. Como ejemplo de estos tenemos: petróleo, trigo, soja, café, oro, plata, cobre, gas natural, etc. Estos tienen una característica importante que, a pesar de ser producidos, cosechados o encontrados en modo natural en diversos países, todos conservan igual calidad y precio (Naranjo, 2016).

Los commodities se comercializan en los mercados financieros regulados por un intermediario central, como una Bolsa de Valores, o mediante el mercado OTC (Over The Counter); es decir, en forma bilateral entre las contrapartes en el cual se hacen contratos a la medida de las partes y sin necesidad de un intermediario.

El petróleo crudo y sus derivados, como la gasolina y diésel, son commodities que se transan en bolsas internacionales como NYMEX (NY) y ICE (Londres), y por más impensable que parezca, los movimientos de precios que se dan en un Exchange terminan al final impactando el bolsillo de muchos consumidores de productos refinados en el mundo, como es el caso del Perú.

## **2.3. Precios**

La Real Academia Española define al precio como el valor pecuniario en que se estima algo; o contraprestación dineraria (RAE, 2017).

### **2.3.1. Precios spot**

Es el precio que se paga al momento para una entrega inmediata de una materia prima, divisa u otro instrumento financiero (Hull, 2014).

Los precios spot corresponden a transacciones que se hacen en el mercado físico que se reportan por Agencias, como PLATTS y ARGUS, que tienen una fecha de entrega en un plazo no mayor de 15 días y que corresponden a operaciones de volúmenes de al menos 50,000 bbl. Estos precios son los que se transan entre productores, comercializadores o grandes consumidores finales.

PLATTS y ARGUS son dos compañías especializadas en reportar precios estimados del mercado spot de crudo y productos refinados, entre otros commodities, de los principales mercados del mundo, estos son Nueva York (Costa Este USA), Houston (Costa del Golfo USA), ARA (Ámsterdam - Rotterdam -Amberes), Londres, Singapur, etc.

Los precios spot son calculados teniendo en cuenta tres factores: i) el precio del derivado, ii) el precio de la bolsa y iii) los diferenciales que convergen en el mercado spot (S&P Global Platts, 2017 y Americas Refined Oil Products, December, 2017).

Cada compañía tiene su propia metodología de cálculo, pero ambas se basan en la recopilación de transacciones por parte de sus reporteros o la información que se recoge de su portal, donde las compañías encuentran un espacio digital para comprar y vender hidrocarburos.

Los precios publicados por estas dos compañías, PLATTS y ARGUS, sirven de referencia para determinar el precio de las operaciones de comercio internacional en los principales mercados a nivel global.

### **2.3.2. Precios futuros**

Son los precios de los derivados financieros que se determinan en una bolsa por la interacción de la oferta y demanda para diferentes fechas de entrega (o liquidación) en el futuro de un subyacente.

En la tabla 2.2 se detalla las principales dos bolsas que determinan los precios futuros de petróleo y sus derivados, la de Nueva York (NYMEX: New York Mercantile Exchange) y la de Londres (ICE: Intercontinental Exchange).

**Tabla 2.2..Principales bolsas que determinan precios futuros**

NYMEX		ICE	
Nombre	Subyacente	Nombre	Subyacente
Light Sweet Crude Oil	Crudo WTI para entrega en Cushing	Brent	Crudo Brent para entrega en Sullon Boe
RBOB Gasoline	Gasolina reformulada para mezcla con etanol con entrega en puerto de Nueva York	Gasoil	Tipo de Diésel con entrega física en ARA (Ámsterdam, Rotterdam, Amberes)
NY Harbor USLD	Diésel de ultra bajo azufre con entrega en puerto de Nueva York		
Propane	Propano con entrega en Mont Belvieu		
Henry Hub	Contrato de Gas Natural con entrega en Nueva York		

Fuente: NYMEX-ICE.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Con el fin de explicar la formación del precio del contrato futuro, veamos lo que explica Schofield, (2007) donde indica que el precio de un futuro se deriva bajo la siguiente fórmula:

**Precios Forward** = Precio Spot + Libor + Almacenamiento / costo de seguros – rendimiento de conveniencia.

El último factor de la fórmula, el que ha sido agregado recientemente (rendimiento de conveniencia) se define como la prima que un consumidor está dispuesto a pagar para poder consumir el producto ahora, en lugar de hacerlo en algún momento en el futuro (Schofield, 2007).

### 2.3.3. Precios flotantes

Precios flotantes son los que están compuestos por un índice de referencia (llamado marcador) más una prima fija llama diferencial, cuyo valor del índice se determinará en una fecha o periodo futuro asociada a un aspecto operativo (fecha de carga o descarga, arribo) o fijada de antemano (deem pricing: fechas ya establecidas). La prima fija dependerá de la modalidad de venta, en el caso de una operación en modalidad CFR (Costo y Flete) incluirá el costo del transporte. Por ejemplo, un importador peruano

compra un cargamento de gasolina a la refinería “X”, la modalidad de venta fue FOB con fecha de carga 10 de enero 2018, a un precio de marcador de gasolina de la Costa del Golfo (UNL 87 GC) más un diferencial fijo de 3.54 US\$/bbl. El marcador corresponderá a las 5 cotizaciones alrededor de la fecha de embarque. En la tabla 2.3 se aprecia la variación de precios en diversas fechas.

**Tabla 2.3. Precios flotantes**

Fecha	Precios del marcador UNL 87 - USGC
lunes, 8 de enero de 2018	56,78
martes, 9 de enero de 2018	57,30
<b>miércoles, 10 de enero de 2018</b>	55,91
jueves, 11 de enero de 2018	53,21
viernes, 12 de enero de 2018	53,85
<b>Promedio UNL 87 - USGC</b>	<b>55,41</b>
Diferencial FOB	3,45
<b>Precio FOB</b>	<b>58,86</b>

Fuente: PLATTS, US MARKETSCAN, 2016.

Elaboración: Autores de esta tesis.

#### 2.3.4. Precios de paridad importación

Los precios de paridad de importación es un mecanismo que planteó Bonner & Moore (1992), “Precios de productos refinados para el mercado doméstico peruano”. Este mecanismo obedece a la apertura del mercado de hidrocarburos en el Perú, que se dio con la privatización de parte de PETROPERÚ a consecuencia de aplicar las políticas del FMI a inicios de los años 90.

El mecanismo consiste en estimar un costo teórico de efectuar una importación eficiente desde un mercado relevante que, para el caso del Perú, resulta ser el mercado de la Costa del Golfo de EE. UU., principal refinador del mundo que tiene una capacidad de refinación de más de 9.7 Millones de barriles por día y que cuenta con procesos de última tecnología, con bajos costos de crudo y energía barata de gas natural.

En el Perú, el ente regulador OSINERGMIN publica los precios de referencia llamados: Precios de Paridad de Importación sin margen de comercialización (PR1) de manera semanal (el primer día hábil de la semana). Para el cálculo del precio,

OSINERGMIN, de forma estándar, considera el promedio de las últimas 10 cotizaciones del mercado de la Costa del Golfo y son calculados en el Callao (OSINERGMIN, 2017).

Los PR1 son los que marcan las fluctuaciones de los precios de lista de PETROPERÚ (empresa líder del mercado con 51%), el resto de los actores sigue los precios de PETROPERÚ. Las refinerías e importadores venden a los consumidores finales, mayoristas y minoristas.

La paridad de importación de un combustible es un valor que considera el valor FOB, adicionando el flete de la travesía, seguro, gastos de importación, gastos logísticos, impuestos, tasas necesarias para que el producto sea colocado en la salida de la planta de despacho, en este caso el Puerto del Callao. En la siguiente figura 2.3 se muestra los lugares donde se determina los precios de paridad.

**Figura 2.3. Determinación de precio de paridad de importación**

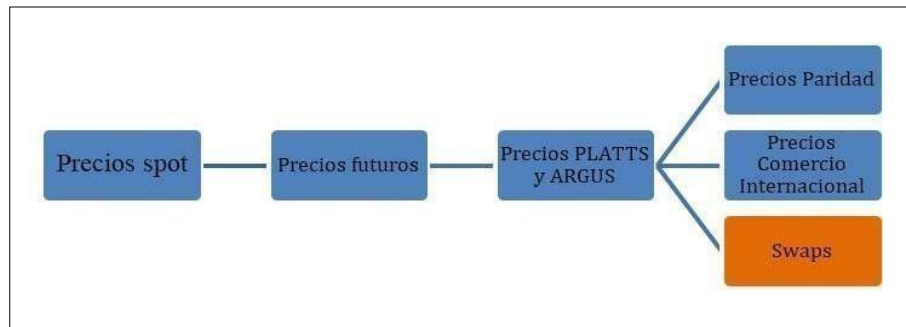


Fuente: ssecoconsulting, 2019.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

### 2.3.5. Relación entre los precios (Resultados)

A continuación, se explica cómo los precios señalados en los puntos anteriores se articulan y relacionan. En la figura 2.4 se muestra la relación entre los precios spot, futuros, swap, paridad de importación y otros.

**Figura 2.4. Relación entre precios**



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Los precios tienen como punto de partida las Bolsas NYMEX y ICE, donde el precio futuro de los commodities se establece en cada instante, cuando coinciden un bid (propuesta de compra) y un offer (propuesta de venta) a un mismo nivel de precio y en un horario establecido (jornada).

Los precios spot toman de referencia para su determinación los precios de las transacciones efectuadas en los mercados futuros de Nueva York y Londres.

Estos precios spot son los utilizados como índices (marcadores) en las transacciones de comercio internacional que en su mayoría utilizan precios flotantes. Para el continente americano se usan los marcadores de la Costa del Golfo de EE.UU. como índice para la determinación de precios, reportados por las agencias PLATTS o ARGUS. Cabe señalar que el mercado de la Costa del Golfo es un mercado relevante para Perú, por su cercanía, liquidez y teniendo en cuenta que es el polo refinador más importante del mundo al gozar con la mayor competitividad a nivel mundial por las siguientes tres razones: i) tener las mejores refinerías (mejor tecnología), ii) usa una fuente de energía muy barata en el mercado americano (gas natural) y iii) por tener una gran cantidad de disponibilidad de crudo por el boom del Shale Oil (crudo de esquisto bituminoso).

Asimismo, los precios spot publicados por PLATTS sirven como base de cálculo para la estimación de los precios de paridad importación (PR1), y estos últimos son los que determinan las variaciones de los precios de lista de los combustibles que venden las refinerías e importadores a las estaciones de servicios y consumidores finales.

## **2.4. Riesgos**

Según Ccaccya (2015), se define el riesgo como la posibilidad de ocurrencia de un evento no esperado que conlleva a pérdidas e incumplimiento de objetivos.

Además, de acuerdo con Francischetti et al. (2014), la gestión de riesgos es un proceso que se utiliza para controlar los riesgos y minimizar las pérdidas. Asimismo, la gestión de riesgo de mercado se representa por operaciones que buscan retribuir los activos que componen la cartera o por operaciones de protección mediante el mercado de derivados.

Se entiende que el riesgo de mercado es la posibilidad de cambio de manera positiva o negativa de los valores de los activos, pasivos o flujos futuros, esto como resultado de la fluctuación de las variables exógenas o de mercado.

La empresa puede estar en algunos de los siguientes tipos de exposición al riesgo de precio (Workshop, mayo 2015):

1. Posición Larga: cuando se beneficia de una subida de precio de un activo físico y se perjudica cuando baja.
2. Posición Corta: cuando se perjudica de una subida de precio de un activo físico y se beneficia cuando baja.
3. Posición Neutral: cuando los cambios de los precios de un activo no tienen impacto alguno.

Para el caso de PETROPERÚ, la empresa tiene los siguientes tipos de exposición al riesgo de precio:

1. Como Refinador: cortos en crudo y largos en productos, largos en margen (margen diferencia entre el precio del crudo y los productos refinados).
2. Como Importador: largos o cortos según su posición de venta o compra respectivamente.

### **2.4.1. Riesgo financiero**

Las empresas de refinación de crudo y de comercialización de sus derivados se ven afectados por la variación de precios de los commodities, y es lo que ocurre para



PETROPERÚ al tomar precio para sus insumos en el mercado internacional y vender posteriormente en el mercado doméstico a precios de paridad de importación.

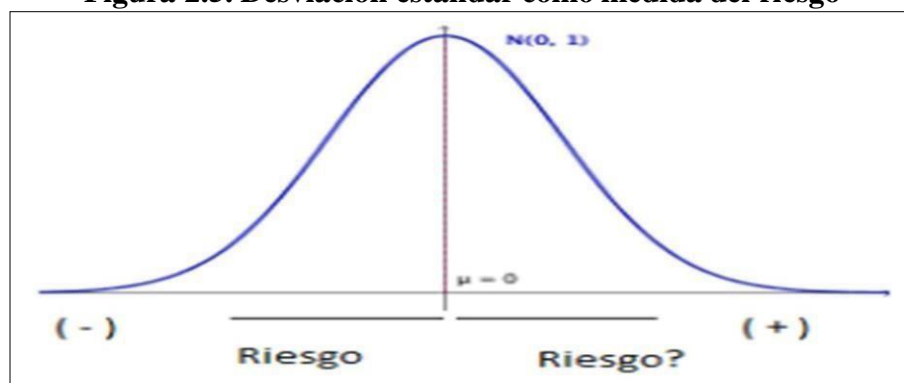
Según Jorion (1999), existen diferentes tipos de riesgos financieros, tales como riesgo de mercado, riesgo crédito, riesgo de liquidez, riesgo operacional y riesgo legal; sin embargo, en la presente investigación se abordará el riesgo de mercado. Este último consiste en la fluctuación de los precios de los activos y pasivos financieros, el cual se calcula por medio de los cambios en el valor de las posiciones abiertas. También existen otros tipos de riesgo de mercado, como tipo de cambio, tasa de interés y otros que también representan riesgo.

## 2.5. Mediciones de riesgos financieros

### 2.5.1. Desviación Estándar

La desviación estándar es la primera medida del riesgo que se conoce, la cual hace referencia a la distancia que se tiene respecto de un valor esperado. En el sistema financiero, por ejemplo, puede ser considerada como el monto que nos faltó para llegar a un determinado nivel de rentabilidad, o también como la desviación respecto del valor que teníamos como objetivo alcanzar. Claramente se puede ver que esta medida se concentra en desviaciones arbitrarias respecto de un valor objetivo. En la figura 2.5 se muestra la desviación estándar como medida del riesgo.

**Figura 2.5. Desviación estándar como medida del riesgo**



Fuente: Romero, Implementación del Value at Risk Condicional, (2005).

La desviación estándar mide el riesgo tanto a la izquierda como a la derecha, esto implica que el riesgo puede ser visto como algo positivo y como algo negativo a la vez. En finanzas el riesgo por lo general está asociado a las pérdidas.

La figura 2.5 muestra cómo se distribuye las probabilidades de ocurrencias de posibles eventos de pérdidas o ganancias, características de la incertidumbre (riesgo), dentro de una función de distribución normal.

El promedio o nivel esperado de inversión es representado por  $\mu$  y el riesgo asociado con la desviación estándar es denotado por ( $\sigma$ ).

El hecho de que la desviación estándar considere al riesgo como algo positivo implica que no es una medida tan coherente que debe ser mejorada por otra medida de riesgo como se verá más adelante, a esta nueva medida la llamaremos Valor en Riesgo (Value at Risk).

En las ciencias exactas, como la física donde la desviación respecto a un valor esperado se hace importante, la desviación estándar si puede ser considerada como una medida de riesgo, pero no en finanzas y sobre todo en ciencias sociales como la economía donde claramente el riesgo está asociado a pérdidas futuras. Dentro de la presente investigación se desarrolla la idea del riesgo como una medida de un evento que puede causar pérdidas económicas o financieras.

La fórmula básica para calcular el riesgo medido como la desviación estándar se muestra a continuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (R_i - \bar{R})^2}{N}}$$

Donde:

$R_i$ : Retorno en periodo “i”, calculado como una variación porcentual del precio del commodity (petróleo).

$\bar{R}$ : Retorno promedio.

$N$ : Número de datos históricos

Para superar esta limitación mencionada líneas arriba, es necesario contar con una nueva medida conocida como Valor en Riesgo, el cual se define en el siguiente acápite. Esta medida de riesgo es la base para el desarrollo de la presente investigación.

## 2.5.2. Valor en Riesgo (Value at Risk)

El Valor en Riesgo conocido como VaR o Value at Risk, es una de las medidas más usadas dentro del sector financiero y el sector asegurador, según Mori et al. (2006) más del cincuenta por ciento de los operadores financieros usaban el VaR como un indicador guía y el resto de los operadores estaban considerando utilizarlos en sus siguientes transacciones.

El Valor en Riesgo se define como la máxima pérdida posible a un nivel de confianza dado en un periodo y bajo condiciones normales de mercado, esto proporciona un mayor elemento para considerar la conveniencia de tomar o no una cobertura o que tanto habría que cubrir para mitigar el riesgo de precios de commodities.

Según Jorion (1999), el Valor en Riesgo es utilizado para diversos propósitos, entre ellos: i) presentación de información, ya que permite que la alta dirección pueda evaluar los riesgos a los que están expuestas las operaciones de mercado y de inversión; ii) evaluar el desempeño por riesgo, lo cual es importante, sobre todo si los operadores tienden a tomar un riesgo extra; iii) ayuda a los operadores a determinar límites de posición y decidir dónde asignar los recursos de capital, pues el VaR permite comparar actividades de riesgo en diversos mercados; y iv) permite conocer qué posiciones contribuyen más al riesgo total de una compañía.

El Valor en Riesgo beneficia a toda institución que se encuentra expuesta al riesgo, como son las instituciones financieras, expertos en regulación, administradores de activos, así como empresas no financieras, tal como es el caso de PETROPERÚ.

Las principales formas de calcular el Valor en Riesgo son tres, la primera hace mención de una suposición de la función de distribución de pérdidas y ganancias asociadas a una función de distribución normal. La segunda forma de calcular el Valor en Riesgo hace mención de una simulación histórica donde no se asume una función de distribución a priori, pero se considera que los eventos futuros son exactamente los mismos que los eventos pasados, de allí el nombre de histórico. La tercera forma de calcular el Valor en Riesgo está asociada a la simulación de Montecarlo. A continuación, pasamos a detallar cada una de las formas de calcular el VaR.

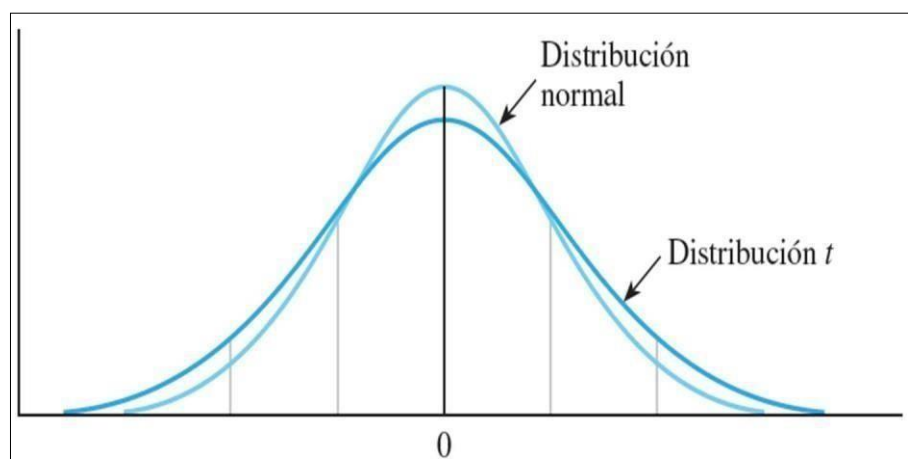
1. Nivel de confianza: Es la probabilidad que existe de que la pérdida real sea igual o inferior a la pérdida máxima esperada, se ha definido un nivel de confianza del 95%, que significa que la pérdida real será en el 5% peor de los casos, superior a la pérdida estimada.
2. Horizonte temporal: Periodo de tiempo tras el cual se estima que se puede producir la pérdida como consecuencia de la diferencia de precio entre el momento inicial y el momento final.
3. Profundidad histórica: Es el periodo de observación de datos, empezando a contar desde noviembre del 2012.

#### 2.5.2.1. VaR Delta - Normal

Esta forma de calcular el Valor en Riesgo se incluye dentro de las metodologías paramétricas, es decir, metodologías en las cuales se asume funciones paramétricas para la distribución de pérdidas y ganancias.

La función de distribución t de student tiene como parámetro a un indicador de los grados de libertad, esta función paramétrica ha sido utilizada en el cálculo del Valor en Riesgo cuando se requieren tener medidas de pérdidas asociadas a eventos extremos, tales como crisis financieras o fenómenos del niño. Este indicador de grados de libertad permite ajustar la función de distribución t de student en las colas para de esta manera absorber eventos poco probables, pero con alta severidad. La figura 2.6 muestra la función de distribución normal versus la función de distribución t de student.

**Figura 2.6. Comparación entre Distribución Normal y t Student**



Fuente: Romero, Implementación del Value at Risk Condicional, (2005).

Se dice que son funciones de distribuciones paramétricas porque están asociadas a parámetros preestablecidos o definidos en base a una muestra, la fórmula para la distribución normal implica un parámetro para la media y un parámetro para la desviación estándar, tal como se muestra a continuación:

$$N(R, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2M\sigma}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{R-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

Dónde: R es el retorno,  $\mu$  es la media y  $\sigma$  la desviación estándar.

La media o el promedio es un parámetro de posición que indica un valor esperado en término de finanzas, este puede ser una ganancia esperada o un objetivo de inversión esperado, mientras que la desviación estándar indica un parámetro de dispersión en el sentido de cómo los datos se han distribuido de manera espaciada y en proporción a la distancia respecto de la media. Cuando se fija una función de distribución para las pérdidas y ganancias se considera un análisis paramétrico.

### 1. *Limitaciones del VaR*

Dentro de las medidas de riesgo, se ha criticado al VaR puesto que esta no cumple la propiedad de subaditividad, que es una propiedad relacionada a la reducción del riesgo mediante la diversificación. Para que una medida sea considerada como medida coherente de riesgo debe cumplir cuatro propiedades claves. Acerbi y Tasche (2008) en el documento presentado al Comité de Supervisión y Regulación Bancaria en Basilea, enumera las cuatro propiedades que debe cumplir una medida de riesgo que sea considerada como coherente. A continuación, se describe las cuatro propiedades claves:

(i) *monotonous*:  $X \in V, X \geq 0 \Rightarrow \rho(X) \leq 0,$

(ii) *sub-additive*:  $X, Y, X + Y \in V \Rightarrow \rho(X + Y) \leq \rho(X) + \rho(Y),$

(iii) *positively homogeneous*:  $X \in V, h > 0, hX \in V \Rightarrow \rho(hX) = h\rho(X),$  and

(iv) *translation invariant*:  $X \in V, a \in \mathbb{R} \Rightarrow \rho(X + a) = \rho(X) - a.$

Donde  $\rho$  es la medida de riesgo y X, Y dos activos de un portafolio de V posibles escenarios.

### **2.5.2.2. VaR Simulación Histórica**

El cálculo del Valor en Riesgo por simulación histórica ha tomado relevancia en los últimos años y sus aplicaciones en la gestión del riesgo de precio ha tomado como centro el análisis del origen del riesgo, tal como se puede ver en Pérez (2016).

En su artículo sobre el estudio del VaR, Novales (2016) define el cálculo del VaR por simulación histórica partiendo de sus ventajas:

1. No precisa hacer supuestos acerca de la forma paramétrica de la distribución.
2. El VaR HS puede utilizarse para el cálculo del VaR en activos cuya rentabilidad es dependiente del camino (path).
3. No está limitado a carteras en las que los pagos tienen una estructura lineal.
4. Relevancia en el muy corto plazo, el método histórico debe utilizarse sólo para el cálculo del VaR a un horizonte de muy pocos días.
5. Supone que la cartera que hoy se ha escogido es la misma cartera que se habría escogido en cualquier momento en el pasado.

### **2.5.2.3. VaR Simulación de Montecarlo**

El VaR por simulación de Montecarlo permite realizar millones de escenarios. Gracias a la ayuda de las computadoras, esta tarea se realiza de manera rápida, lo cual le da una ventaja a muchos de los modelos que requieren recursos computacionales para el cálculo de sus principales indicadores. En este sentido, se realizan miles de simulaciones para el cálculo del VaR y del CVaR.

Este método se realiza de forma similar al de simulación histórica, la principal diferencia reside en que no se parte del comportamiento registrado en el pasado, sino que se simula un comportamiento futuro en base a la utilización de números aleatorios que generarán, a su vez, comportamientos aleatorios de los factores de riesgo.

### **2.5.3. Valor en Riesgo Condicional (Conditional Value at Risk)**

El Valor en Riesgo Condicional (CVaR) es una medida coherente de riesgo y superior que el Valor en Riesgo (VaR), porque tiene la propiedad de subaditividad, la cual está ausente en el cálculo del Valor en Riesgo.

Para el cálculo del CVaR se debe calcular primero el VaR y las pérdidas o ganancias en las que incurre PETROPERÚ por variación de los precios, finalmente se obtiene el CVaR como un promedio de las pérdidas superiores al VaR, siempre considerando un nivel de confianza dado y un periodo establecido que está en función a los datos que se utilizan en la construcción de las pérdidas y ganancias. En la siguiente fórmula nos muestra una serie de cuantificaciones del Valor en Riesgo Condicional.

$$CVaR = \int_{-\infty}^{VaR} R_i d\mu = \frac{\sum_{i=VaR}^N R_i}{N}$$

Para efectos de la investigación se ha construido estos dos indicadores: i) el Valor en Riesgo (VaR) y el ii) Valor en Riesgo Condicional (CVaR). El objetivo del presente trabajo de investigación es mitigar los posibles riesgos; es decir, minimizar las pérdidas esperadas a través de coberturas con instrumentos financieros. Para cumplir con este objetivo se ha considerado tanto el VaR como el CVaR como si fuesen dos indicadores claves que se deben minimizar para poder tener una idea de qué instrumento financiero puede servir a la hora de la cobertura y así estabilizar los estados de resultados de la empresa.

## 2.6. Análisis de estacionariedad

Hamilton (1994) define la estacionariedad como un proceso de una variable que evoluciona a través del tiempo, en la cual mantiene constante sus primeros momentos, es decir, una media y una varianza constantes, si estos dos momentos no dependen del tiempo<sup>3</sup> se considera la serie como estacionaria en el sentido débil. En la presente tesis se va a desarrollar esta idea para comprobar si las series que se están utilizando son estacionarias o no.

El promedio, la varianza y la covarianza de los precios de los insumos tienen que ser invariantes en el tiempo, es decir que no dependen del tiempo o son constantes. La covarianza puede depender de los periodos que hay entre una serie y otra en

---

<sup>3</sup> Asimismo, en el segundo momento se considera, la covarianza de las observaciones entre diferentes periodos de tiempo, la cual, si bien no depende del tiempo, depende de la distancia que hay entre un punto y otro, es decir que la covarianza depende de la distancia entre observaciones.  $Covarianza(y_t; y_{t-h})=h$

estacionariedad, la covarianza se vuelve autocovarianza porque analiza la misma serie en diferentes periodos de tiempo.

Un ejemplo de una serie estacionaria es el Ruido Blanco o el error de un modelo de regresión, en el cual su media es igual a cero y su varianza es constante y la autocovarianza no depende del tiempo, ya que no hay autocorrelación entre los errores; por lo tanto, la covarianza es igual a cero, haciendo que esta serie sea estacionaria.

Un ejemplo de una serie no estacionaria es el Random Walk o caminata aleatoria, el cual involucra un Ruido Blanco ( $\varepsilon_t$ ) y una serie rezagada en un periodo ( $y_{t-1}$ ). El Random walk se presenta a continuación:

$$y_t = y_{t-1} + \varepsilon_t$$

El Random Walk tiene una media que puede depender del tiempo, la varianza al igual que su autocovarianza. Para el precio del petróleo, por ser una serie no estacionaria, el precio ( $P_t$ ) se explica como un Random Walk, tal como como se muestra a continuación:

$$P_t = P_{t-1} + \varepsilon_t$$

Si se analiza la varianza de una serie que se comporta como una caminata aleatoria, se puede llegar a la conclusión que esta varianza es infinita, es decir, al depender del tiempo la varianza se hace más grande y para un tiempo infinito la varianza tiende a un valor infinito.

$$\sigma^2_{P_t} = t * \sigma_s^2$$

Donde  $\sigma^2_{P_t}$  es la varianza del precio,  $t$  es el tiempo y  $\sigma_s^2$  es la varianza del error. Se puede ver que, si el tiempo tiende al infinito, la varianza del precio tiende al infinito y la varianza del error es constante.

Las caminatas aleatorias o Random Walk tienen la propiedad que la primera diferencia de esta serie se convierte en una serie estacionaria como variable endógena:

$$\Delta P_t = \phi P_{t-1} + \beta_1 \Delta P_{t-1} + \beta_2 \Delta P_{t-2} + \dots + \beta_p \Delta P_{t-p} + \varepsilon_t$$

El análisis de la estacionariedad está asociada a la presencia de Raíz Unitaria (RU), así se dice que una serie que tiene raíz unitaria es una serie no estacionaria. En ese sentido, para realizar el análisis de la presencia de la raíz unitaria, se utiliza el test de Aumentado de Dickey Fuller (ADF).



## 2.7. Test de la raíz unitaria

Se puede considerar que una serie que tiene raíz unitaria es una serie no estacionaria, bajo esta idea, Dickey-Fuller plantearon el test de Dickey Fuller Aumentado (ADF), planteando como hipótesis nula: presencia de raíz unitaria y la hipótesis alternativa: no tiene raíz unitaria. En ese sentido, si se aceptaba la hipótesis nula existe raíz unitaria, es decir, la serie es no estacionaria como toda caminata aleatoria. Este test se puede expresar de la siguiente manera:

$$\Delta P_t = \phi P_{t-1} + \beta_1 \Delta P_{t-1} + \beta_2 \Delta P_{t-2} + \dots + \beta_p \Delta P_{t-p} + \varepsilon_t$$

La prueba de t de student es utilizada para testear si el coeficiente de la variable rezagada (el coeficiente  $\phi$ ) es igual o diferente de cero, esta prueba es la base para testear la presencia de raíz unitaria. Según el test que genera Dickey-Fuller, se aumentan rezagos de la variable dependiente ( $\Delta P_t$ ) para asegurar que el error no contenga la autocorrelación<sup>4</sup>.

## 2.8. Mercados futuros y OTC

Con el fin de poder tener un mejor entendimiento de la naturaleza de los derivados financieros, corresponde hacer una distinción entre sus dos principales fuentes: mercados de futuros y mercados OTC (Over The Counter).

### 2.8.1. Mercados de futuros

Los mercados de futuros o también llamados Bolsas (Exchange), son mercados organizados donde se transan futuros y opciones de futuros de commodities, entre los principales, para petróleo crudo y productos refinados, se encuentran los siguientes:

1. New York Mercantile Exchange (NYMEX), bolsa de commodities de Nueva York que forma parte de la Bolsa Chicago Mercantil Exchange (CME).
2. Intercontinental Exchange (ICE), ubicada en Londres.
3. Tokio Commodity Exchange, bolsa de commodities de Japón.
4. Dalian Commodity Exchange, bolsa de commodities de China.

---

<sup>4</sup> Debido a que una de las variables explicativas o la variable explicativa que se utiliza en el test de Dickey-Fuller simple (No aumentado) es la variable rezagada o variable predeterminada  $y_{t-1}$ , el error presenta autocorrelación, lo que invalida la prueba t del test de student, para solucionar este problema Dickey-Fuller propusieron realizar el test ADF o también conocido como el test de Dickey-Fuller Aumentado el cual aumenta rezagos de la primera diferencia de la variable a analizar hasta que desaparezca la autocorrelación del error, es decir que se van a aumentar p rezagos, donde p es el valor que elimina la autocorrelación del error, de esta manera el test ADF es válido.

Las más importantes son NYMEX y ICE, como se puede apreciar en la tabla 2.4, las cuales ofrecen futuros de los siguientes productos:

**Tabla 2.4 Mercados Futuros**

<b>New York Mercantile Exchange (NYMEX)</b>	
Crudo WTI	Diesel de Ultra Bajo Azufre - Heating Oil
Crudo Brent	Gasolina Reformulada - RBOB
Crudo Dubai	Propano
	Gas Natural - Henry Hub

<b>Intercontinental Exchange (ICE)</b>	
Crudo WTI	Gasoil de Ultra Bajo Azufre
Crudo Brent	Eurobob Gasoline
Crudo Dubai	Fuel Oil (1% y 3.5% S)
	Gas Natural UK

Fuente: NYMEX y ICE.

Elaboración: Autores de esta tesis.

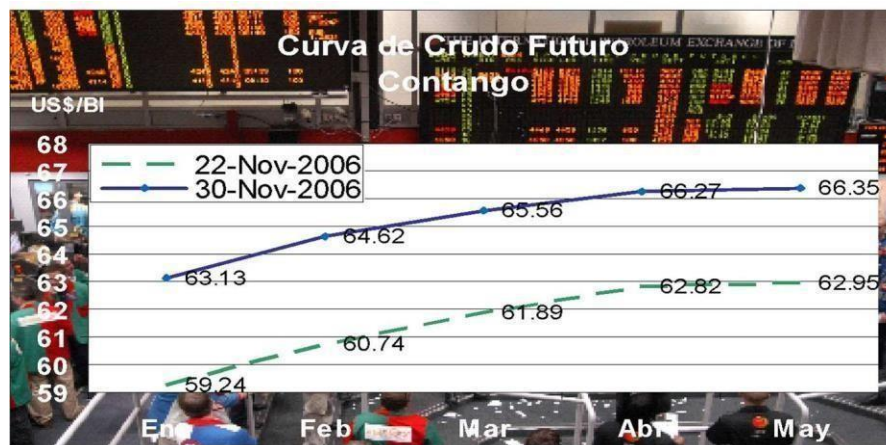
Los contratos en los mercados futuros tienen la característica de estar estandarizados en cuanto a tamaño, términos, cotizaciones, fluctuaciones mínimas de precios, fechas de entrega, calidad y son intercambiables dentro de la misma Cámara de Compensación (Clearing House). Las contrapartes son el adquirente de una posición de contratos futuros y la cámara de compensación de una bolsa de futuro.

#### **2.8.1.1. Mercado en Contango**

Se dice que un mercado se encuentra en Contango cuando los precios del petróleo u otro commodity de un contrato futuro de vencimiento posterior están por encima del precio spot en un momento determinado, esto genera una figura con pendiente positiva. (Schofield, 2007).

El concepto de estar en Contango implica la idea inversa a estar en Backwardation. Según Peterson (2015), la teoría del almacenamiento (Working, 1949) también describe cómo una estructura de precios a plazo con pendiente ascendente, también conocida como "Normal" o "en Contango", es a menudo indicativa de un equilibrio suficiente o excedente entre la oferta y la demanda, lo cual genera la acumulación de inventarios. En la figura 2.7 se muestra la situación del mercado de futuros donde los precios de los contratos de posterior vencimiento son mayores que los de vencimiento más cercano, y se puede decir que es una foto que se toma en un momento determinado del tiempo y muestra la relación entre los contratos a distintos plazos.

**Figura 2.7 Curva de crudo futuro en Contango**



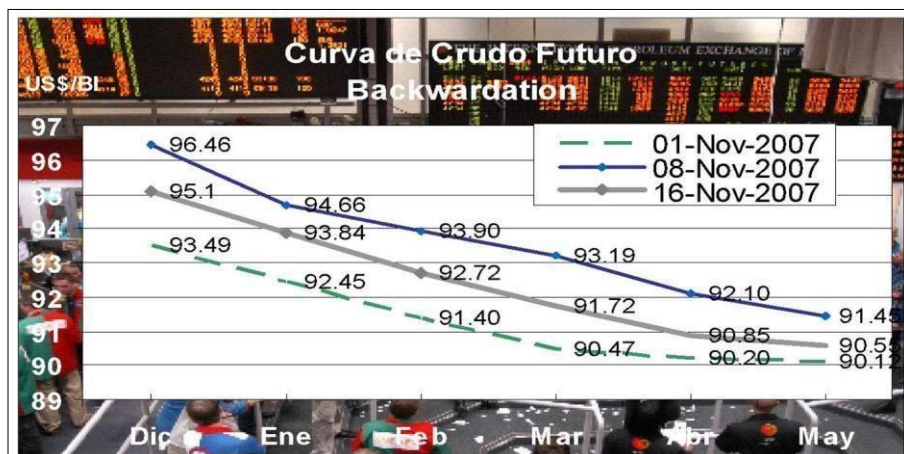
Fuente: PLATTS, US MARKETSCAN, 2016.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

El mercado en Contango fomenta el almacenamiento o acumulación de inventarios con el fin de realizar una ganancia a futuro.

### 2.8.1.2. Mercado en Backwardation

El concepto de estar en Backwardation de los precios de los futuros es la inversa al Contango, donde los precios de los contratos de posterior vencimiento son menores que los de vencimiento más cercano. Según Peterson (2015), la teoría del almacenamiento (Working, 1949) lo describe como un precio a futuro con pendiente descendente de la estructura para commodities, también conocida como "Invertida" o "en Backwardation". En la figura 2.8 se aprecia el precio del crudo en Backwardation.

**Figura 2.8 Curva de crudo futuro en Backwardation**



Fuente: PLATTS, US MARKETSCAN, 2016.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

Es propio de una situación de escasez en el mercado físico de los productores, cuando la demanda excede a la oferta. Esta situación empuja a los agentes de mercado a disminuir inventarios, creándose un círculo vicioso que favorece la escalada de precios.

Este concepto será de importante ayuda a lo largo de la presente investigación, cuando se evalúe la aplicación de derivados financieros para mitigar la exposición de PETROPERÚ al riesgo de precio.

### 2.8.2. Mercado Over the counter (OTC)

Los mercados OTC (Over the Counter: Bajo la Mesa) son contratos que son el resultado de negociaciones bilaterales entre dos contrapartes: uno puede ser un Banco o Swap Dealer y el otro una compañía productora o refinadora de petróleo, que son hechos a la medida del requerimiento que ofrece una mayor gama de productos que una Bolsa de Futuros. Entre las principales modalidades tenemos los swaps y opciones.

En la tabla 2.5 se muestran las diferencias entre mercados de futuros y mercados OTC.

**Tabla 2.5 Mercados Futuros versus OTC**

Bolsa de Futuros	Over the Counter
Alta liquidez	Variada liquidez
Contratos estandarizados (lotes)	Altamente personalizada a pedido del cliente (fechas, especificaciones, volumen, etc)
No hay riesgo con la contraparte (la Bolsa)	Riesgo de la contraparte
Requerimientos de márgenes:	Crédito bilateral negociado (a menudo mayor línea de crédito)
- Inicial (basado en un cambio estimado máximo de un día en el valor del contrato)	
- Función (establecida diariamente)	
Posiciones deber ser administradas	Mayormente no necesita ser administrado
Entrega Física	Liquidación financiera

Del cuadro anterior, se desprende que existen diferencias entre los dos mercados, las mismas que deben ser tomadas en consideración cuando se quiere realizar un programa de coberturas.

De la comparación de los dos mercados, se resaltan tres aspectos desatacados:

1. El riesgo de la contraparte, que esta pueda cumplir con sus obligaciones. Cuando uno efectúa la compra o venta de futuros u opciones en la Bolsa de Nueva York, esta operación está garantizada por la cámara de compensación, el riesgo es mínimo. En cambio, cuando se transan Swaps en el mercado OTC hay un peligro que la institución financiera pueda entrar en bancarrota y no cumpla con su obligación.
2. El riesgo crediticio por requerimientos de la Bolsa ante movimientos adversos de los precios puede generar un riesgo financiero para la empresa al verse en la obligación de pagar inmensas cantidades de dinero. En el caso de las Bolsas, se tiene que estar constantemente efectuando depósitos para los márgenes iniciales y de mantenimiento. En los mercados OTC se puede negociar líneas de crédito más grandes para evitar constantes desembolsos.
3. El riesgo de base, la oferta de contratos futuros es limitada, en cambio, en los mercados OTC hay muchos más productos de energía, algunos referidos a los precios spot de PLATTS y ARGUS, que son los que se utilizan en las operaciones spot de comercio internacional. El mercado OTC ofrece instrumentos sobre la base de los mismos índices que usan en el comercio internacional spot, eliminando el riesgo base.

## **2.9. Instrumentos Derivados**

Los riesgos financieros influyen cada vez más en las actividades de las empresas, individuos, gobiernos o viabilidad de proyectos. En este sentido, el sistema económico se ve afectado por cambios constantes generando mayor riesgo para los inversores. Lo mencionado impacta especialmente a PETROPERÚ y empresas a fines por el efecto que producen en los precios de los commodities.

PETROPERÚ y empresas a fines deben tener una gestión de riesgos para hacer frente a los impactos en sus resultados debido a fluctuaciones en el precio de los commodities que compra y vende.

Como actividades de cobertura, las empresas utilizan instrumentos derivados con el objetivo de reducir sus riesgos (Hull, 2014). Coberturan la exposición al precio adquirida a través de derivados financieros, en una posición opuesta a la exposición que se tiene en el mercado físico en virtud del negocio de la empresa, con el fin de que los efectos producidos en ambas exposiciones por los cambios de precios se vean neutralizados.

Los instrumentos derivados se definen como un instrumento cuyo valor depende o se deriva del valor de un bien denominado subyacente (Alfonso de Lara, 2007).

Los instrumentos derivados se negocian en mercados donde el comprador y vendedor deciden un precio, el vendedor entrega un activo o bien al comprador y recibe el pago. Los contratos de derivados se realizan en una fecha determinada y termina en una fecha posterior<sup>5</sup>.

Según Schofield (2007), los principales instrumentos derivados son: forwards, futuros, opciones y swaps.

Los instrumentos financieros derivados se negocian en mercados bursátiles (Bolsas organizadas) y en mercados secundarios (mercados OTC). Los instrumentos principales que se negocian en Bolsas organizadas son los futuros y opciones. En los mercados secundarios se negocian los forwards, swaps, opciones y una amplia variedad de transacciones con combinaciones de derivados (Hull, 2014).

A continuación, se describen los instrumentos derivados mencionados anteriormente.

### **2.9.1. Contratos a futuro**

Un contrato a futuro es un convenio para comprar o vender un activo en cierto momento del futuro a un determinado precio (Hull, 2014).

---

<sup>5</sup> Contreras, De Los Heros, Palacios y Santos, 2014: Análisis de la Gestión de Riesgos Financieros a través del uso de instrumentos derivados en empresas Mineras Peruanas de Cobre en el periodo 2009-2013. Esan, 2014.

Según Hull (2014), los contratos futuros son negociados en bolsas de valores, para una fecha específica en el futuro, con un precio establecido y en el tiempo de contrato pactado. Existe una variedad de posibles fechas de entrega, una proporción muy alta de contratos futuros que se negocian no terminan en la entrega del activo subyacente, como son las acciones y valores que se liquidan en efectivo; y se liquidan diariamente.

Una de las características de los contratos de futuros al ser un contrato estandarizado, es la especificación de los contratos. El intercambio debe especificar el activo, el tamaño del contrato, así como dónde y cuándo se hará la entrega. También se necesita conocer la manera de cotizar los precios, por ejemplo, el petróleo crudo a futuro se cotiza en dólares y centavos; y los límites de los movimientos diarios de los precios.

Una de las partes de un contrato de futuros asume una posición larga y conviene en comprar el activo en una cierta fecha específica y a un determinado precio. La otra parte asume una posición corta y conviene en vender el activo en la misma fecha al mismo precio (Hull, 2014).

Según Hull (2014), cuando se establecen las posiciones de cada parte, se establecen los márgenes. El margen inicial es el depósito inicial que se realiza al momento de tomar un contrato, el cual corresponde a la cantidad de dinero destinado a cubrir a ambas partes contratantes ante el riesgo de incumplimiento del contrato. Los inversionistas deben mantener una cuenta de margen con su intermediario de valores. A su vez, los intermediarios deben tener una cuenta con un miembro de una cámara de compensación y una cuenta de margen en la cámara de compensación, esta última conocida como margen de compensación.

El saldo de las cuentas se ajusta en forma diaria (mark to market) para reflejar las ganancias y pérdidas sobre el negocio. Si el saldo de la cuenta cae por debajo de cierto nivel, conocido como margen de mantenimiento, el inversionista debe aportar fondos adicionales, de lo contrario el intermediario cierra la posición. Si el saldo excede el margen inicial, pueden ser retirados por los inversionistas.

Según Hull (2014), existen muchos tipos de órdenes, a continuación, se describen aquella que se usan con mayor frecuencia:

Orden de mercado, se usa para comprar o vender de inmediato al mejor precio disponible en el mercado.

Orden sujeta a límite, especifica un precio en particular o uno más favorable para el inversionista, pues esta orden no tiene garantía que se ejecute, porque el precio establecido podría no alcanzarse nunca.

Orden sujeta a detención u orden sujeta a detención de pérdidas, especifica un precio en particular. Se ejecuta al mejor precio disponible una vez que se hace una demanda o una oferta a ese precio en particular o a uno menos favorable. Limita la pérdida en la que se puede incurrir.

Orden sujeta a límite-detención, es una combinación de una orden sujeta a detención y una sujeta a un límite, en esta orden se deben especificar dos precios: el precio de detención y el precio de límite. La orden se convierte en una orden sujeta a límite tan pronto como se hace una demanda o una oferta a un precio igual o menos favorable que el precio sujeto a detención. Cuando ambos precios son iguales, algunas veces se llama orden sujeta a detención-y-límite.

Una orden de compra o venta si se alcanza un precio (MIT), se ejecuta al mejor precio disponible después de que ocurre una negociación a un precio especificado o a un precio más favorable que este último, también conocido como órdenes de pizarra.

### **2.9.2. Contratos a plazo (forward)**

Un contrato a plazo (forward) es similar a un contrato a futuro en tanto que se trata de un convenio para comprar o vender un activo en un momento determinado en el futuro a un precio específico (Hull, 2014).

Los contratos a plazo también son conocidos como contratos adelantados en los cuales existe el compromiso bilateral de comprar y vender un bien en una fecha futura



a un precio pactado hoy. Ninguna de las partes paga alguna suma de dinero al inicio del contrato, por lo que las partes pueden requerir alguna garantía colateral para minimizar el riesgo de incumplimiento (Schofield, 2007).

Estos contratos a plazo son utilizados por muchas personas y empresas y se presenta cuando una empresa solicita un determinado bien y este bien no está disponible o no puede entregarse de inmediato, entonces se tiene lugar a un contrato a plazo.

Se puede establecer de manera particular cuando el pedido es pequeño, para ello es suficiente un acuerdo verbal; sin embargo, se establece de manera especial cuando el pedido es grande, en este caso, se hace necesario la suscripción de un acuerdo por escrito (Stephen, Randolph y Jeffrey, 2012).

En la siguiente tabla 2.6 se muestran las diferencias entre los contratos a plazo y los contratos a futuro:

**Tabla 2.6 Comparación de los contratos a plazo y futuro**

<b>A plazo</b>	<b>A futuro</b>
Contrato privado entre dos partes	Se negocian en una bolsa de valores
No estandarizado	Contrato estandarizado
Generalmente con una fecha de entrega especificada	Variedad de fecha de entrega
Se liquida al final del contrato	Se liquida diariamente
Generalmente ocurre la entrega o se realiza la liquidación final en efectivo	Por lo general, el contrato se cierra antes del vencimiento
Algunos riesgos de crédito	Prácticamente no hay riesgo de crédito

Fuente: Hull, Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones, 2014

### 2.9.3. Swaps

Un swap es un contrato de instrumentos financieros derivados del mercado secundario, que se celebra entre dos compañías para intercambiar flujos de efectivo en el futuro. El contrato define las fechas en que los flujos de efectivo deberán pagarse y la forma en la cual se calculan. Por lo general, el cálculo de los flujos de efectivo implica el valor futuro de una tasa de interés, de un tipo de cambio o de otras variables del mercado (Hull, 2014).

Según Schofield (2007), en las transacciones de swaps, las dos partes acuerdan intercambiar flujos de efectivo a un precio flotante por un precio fijo o viceversa, se

negocian en una cantidad nocional acordada que no se intercambia, pero establece la magnitud de los flujos de efectivos fijos y flotantes. Los contratos swap son típicamente de vencimiento a más largo plazo, es decir, más de un año, pero los términos exactos del contrato estarán abiertos a negociación. Por ejemplo, en muchos mercados de metales básicos, una transacción de swap generalmente no es más que un único periodo a plazo, que permite que la transacción se liquide en efectivo, lo que implica el pago del precio a término convenido contra el precio spot al vencimiento.

Las variables pueden variar entre los mercados, a continuación, se muestra cómo se pueden aplicar en una variedad de mercados de productos básicos diferentes:

1. Tasa de interés: Pagar la tasa de interés fijo frente a la tasa de interés variable.
2. Metales básicos: Pagar el precio fijo del aluminio frente al precio promedio del futuro del aluminio próximo a la fecha.
3. Petróleo: Pagar el precio fijo West Texas Intermediate (WTI) frente al precio promedio del futuro próximo WTI.

Por lo general, los swaps comienzan como spot y, por lo tanto, entran en vigencia dos días después de que se transen. Sin embargo, también es posible que el intercambio entre en vigencia en algún momento en el futuro, un swap de inicio adelantado. La frecuencia con la que se liquidan los flujos de efectivo está abierta a negociación, pero podrían variar entre 1 mes y 1 año. Cuando los pagos coinciden, hay una liquidación neta entre las dos partes. Una de las características de los swaps de productos básicos que no comparten los swaps financieros es el uso de un precio promedio de un índice sobre un precio de futuros.

#### **2.9.3.1. *Times Spread Swap (TSS)***

Es el que resulta de la compra y venta simultánea al mismo precio de un swap, de manera que los precios fijos se anulan y solo quedan los precios flotantes. El spread que queda es la diferencia entre los dos periodos dependiendo de Contango o Backwardation.

El Time Spread Swap, en adelante TSS, mitiga la exposición a la baja sustancial en el precio de mercado del crudo comprado por el refinador entre el momento de fijación de precio del embarque de crudo y la fijación de precio de venta de los productos refinados.

La operación de cobertura se realiza en los días posteriores al cierre comercial del embarque, siempre y cuando se tenga las fechas de preciación (pricing) fijas. El derivado consistirá en realizar la venta financiera de hasta el 100% del volumen físico durante el periodo de pricing y se recomprará financieramente esta misma posición en el periodo estimado en que los productos refinados obtenidos a partir de este crudo tomen precio. La institución financiera o contraparte cotizará un diferencial (Contango o Backwardation existente en la curva de futuros del crudo de referencia) y la operación será adjudicada a la institución financiera o contraparte que cotiche el mejor diferencial, dependiendo de la forma de la curva de futuros en el momento.

El instrumento swap está estructurado de la siguiente forma:

Pata (Leg) 1: Refinador recibe el valor resultante del precio de cierre del crudo durante los días del periodo de pricing más/menos el diferencial cotizado multiplicado por el volumen del crudo.

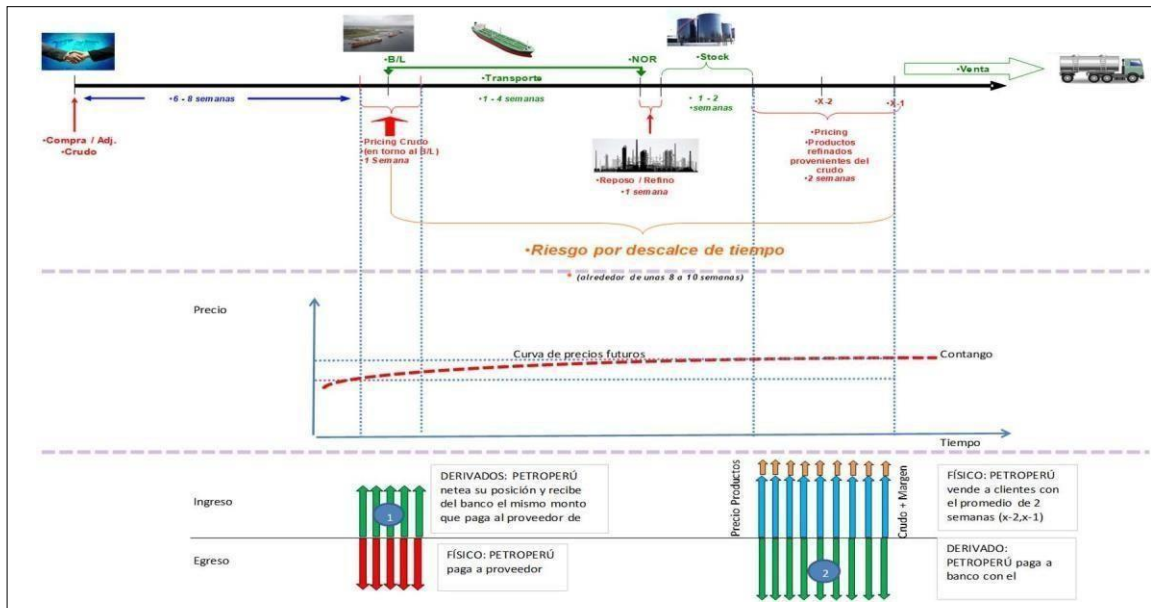
Pata (Leg) 2: Refinador paga el valor resultante del precio de cierre del crudo durante los días del periodo de pricing estimado de los productos multiplicado por su volumen.

Lo que determina que, si al vencimiento de la cobertura:

1. Pata 1 > Pata 2; el banco compensa al refinador la diferencia entre (Leg 1 – Leg 2) x N° Barriles de la transacción.
2. Pata 1 < Pata 2; el refinador compensa al banco la diferencia entre (Leg 2 – Leg 1) x N° Barriles de la transacción.
3. Pata 1 = Para 2, no hay compensación.

A continuación, en la figura 2.9, de manera esquemática, se muestra cómo funcionaría una Time Spread Swap de aplicarse para el caso de PETROPERÚ.

**Figura 2.9. Curva de crudo futuro en Contango**



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

PETROPERÚ adquiere petróleo crudo en el mercado internacional, cada cargamento de crudo toma precio considerando el promedio de las cotizaciones alrededor de la fecha de carga (5 cotizaciones alrededor de la fecha del conocimiento de embarque). Días previos al inicio de los días en que se forma el precio, contrata a través de un Banco de inversiones (Ej. Merrill Lynch, BNP Paribas, Golman Sach, etc) un Time Spread Swap, donde acuerda con la referida institución financiera el intercambio de posiciones flotantes (2 patas, porque aún no tiene precio), el promedio de los 5 días de la fecha de carga por el promedio de los 10 días correspondientes a los días en que tomarán precios las ventas de acuerdo a los precios de paridad importación. Los Bancos de inversiones compiten ofreciendo el mejor contango o backwardation que se presente en el mercado en el momento que se contrata el instrumento financiero, generalmente el emisor del instrumento toma para sí 0.02 US\$/bbl, lo que, llevado a números, por ejemplo, en una situación de contango en 0.62 US\$/bbl, ofrecen 0.60 US\$/bbl, y si el mercado estuviera en backwardation en - 0.58 US\$/bbl, ofrecen -0.60 US\$/bbl. A la hora de la liquidación de posiciones se hace un neteo de los promedios que se intercambiaron (promedio de compra por promedio de venta), y se recibe o se le descuenta el contango/backwardation.

A continuación, se muestra un ejemplo numérico de cómo funcionaría un Time Spread Swap:

Supóngase que es el día 31 de mayo del año “X”, y PETROPERÚ ya sabe que su cargamento de crudo formará precio considerando el promedio del mes de junio del año “X”, y que los productos refinados que salen a partir de este formarán precio durante todo el mes de julio del año “X”.

Ese mismo día el contango se encuentra en 1.02 US\$/bbl y logra contratar con una institución financiera un swap a un contango de 1.00 US\$/bbl. A continuación, en las tablas 2.7 y 2.8 se analizarán dos posibles casos, el primero si el promedio del mes de junio es 40 US\$/bbl y el del mes de julio es 60 US\$/bbl (subida de precios) y el segundo caso si el promedio del mes de junio es 60 US\$/bbl y el promedio de julio es 40 US\$/bbl (caída de precios).

**Tabla 2.7 Caso de subida del precio entre P1 y P2**

PAPELES							
			P1	P2			
	31 de mayo		1-30 Junio	1-31 Julio			
Primer mes (junio)	50	Primer mes (julio)	40	60	SWAP	Contango	
Segundo mes (julio)	50		corto	largo		Pago a emisor del Swap	-2
Spread (contango)	1						-1
FISICO							
	31 de mayo		P1	P2			
	31 de mayo		1-30 Junio	1-31 Julio			
Primer mes (junio)	50	Primer mes (julio)	40	60		Gano	2
Segundo mes (julio)	50		corto	largo			
Spread (contango)	1						
						Neto	

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

**Tabla 2.8. Caso de bajada del precio entre P1 y P2**

PAPELES							
			P1	P2			
	31 de mayo		1-30 Junio	1-31 Julio			
Primer mes (junio)	50	Primer mes (julio)	60	40	SWAP	Contango	
Segundo mes (julio)	51		corto	largo		Recibo del emisor del Swap	2
Spread (contango)	1						2
FISICO							
	31 de mayo		P1	P2			
	31 de mayo		1-30 Junio	1-31 Julio			
Primer mes (junio)	50	Primer mes (julio)	60	40		Pierdo	-2
Segundo mes (julio)	51		corto	largo			
Spread (contango)	1						
						Neto	

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Para el primer caso, PETROPERÚ tiene que desembolsar al emisor del Time Swap Spread 20 US\$/bbl (diferencia entre el promedio del mes de julio y junio) y se le descuenta 1 US\$/bbl del contango, haciendo un desembolso neto de 19 US\$/bbl. Para el segundo caso, PETROPERÚ, recibe del emisor 20 US\$/bbl, a lo que hay que agregarle el contango de 1 US\$/bbl, recibiendo un pago neto de 21 US\$/bbl. Los flujos financieros del instrumento son neteados por la ganancia o pérdida que se da por la tenencia del barril físico, los flujos financieros y económicos son de signos opuestos, por lo que se neutraliza la variación de precios, quedando únicamente para PETROPERÚ un efecto neto a su favor de 1 US\$/bbl correspondiente al contango. En caso hubiera estado el mercado en backwardation, PETROPERÚ hubiera tenido un efecto neto negativo igual al monto acordado con la institución financiera.

### *2.9.3.2. Swap de Diferencial (SDI)*

El instrumento swap de diferencial consiste en que un precio que se forme a tasa variable de una divisa se intercambia por una tasa variable de otra divisa, y ambas tasas se aplican al mismo capital. Para el caso de tasa de interés, consiste en que la tasa de interés variable que se observa en una divisa se aplica a un capital en otra moneda (Hull, 2014).

En ese sentido, para el caso del petróleo crudo, consiste en el compromiso de pago por parte del banco al refinador o comercializador o viceversa, en una fecha futura de un cierto valor predeterminado de diferencial WTI-Brent (ICE), por un cierto volumen de crudo. Si el diferencial de mercado es inferior al acordado, el banco debe compensar al refinador o comercializador, si el diferencial de mercado es superior, el refinador o comercializador compensa al banco.

El Swap de Diferencial (SDI) es utilizado en las licitaciones de compra de petróleo crudo, la decisión de comprar una u otra alternativa de crudo ofrecida se toma en base a un modelo de optimización que toma en cuenta, entre otras variables, un margen de refinación proyectado sobre el marcador ICE Brent. Por lo anterior, al adjudicar una licitación de petróleo crudo a una oferta denominada en marcador WTI Nymex, es de relevancia asegurar que el diferencial entre el dicho marcador y el ICE Brent en el momento que se tomó la decisión de compra no se deteriore en forma significativa, con

el fin de mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo (Hull, 2014).

### 2.9.3.3. *Swap de Productos*

El swap de productos consiste en el compromiso de intercambio por parte del banco al refinador o comercializador o viceversa, de un precio fijo de un determinado índice de producto por uno en una fecha futura. Si el precio fijo es superior al precio de mercado posterior, el banco debe compensar al refinador/comercializador; si el precio fijo es inferior al precio de mercado, el refinador/comercializador compensa al banco.

El instrumento swap de producto está estructurado de la siguiente forma:

1. Pata fija: el refinador/comercializador recibe el valor resultante del precio de determinado producto indexado al marcador correspondiente por el volumen del producto.
2. Pata flotante: el refinador/comercializador paga el valor resultante del precio de mercado indexado al marcador correspondiente para la fecha futura cotizada por el volumen del producto.

El banco cotiza el Pata fija, si al vencimiento de la cobertura:

1. Pata flotante < Pata fija; el banco compensa al refinador la diferencia entre (Fixed Leg - Floating Leg) x N° Barriles de la transacción.
2. Pata fija < Pata flotante; el refinador compensa al banco la diferencia entre (Fixed Leg - Floating Leg) x N° Barriles de la transacción.
3. Pata fija = Pata flotante; no hay compensación.

Los swaps de productos se aplican en ciclos de inventario “normales”, en los cuales un embarque de un producto refinado se vende durante la semana posterior a su arribo al país de destino, el refinador/comercializador mitiga su riesgo a la variación de los precios de los commodities entre su precio de adquisición y su venta posterior considerando que la fijación de precios de venta se efectúa bajo el criterio de paridad de importación, haciendo que el precio de compra se fije en el mismo periodo de apreciación que el precio de venta. Sin embargo, el refinador/comercializador enfrenta

el riesgo de que las ventas no ocurran en el plazo estimado, lo cual puede ocurrir por distintas razones (disminución en demanda, altos niveles de inventario), y en este caso quedaría expuesta a cualquier variación en los precios de los commodities (Hull, 2014).

#### **2.9.4. Opciones**

Stephen (2012) define contratos de opciones como el derecho, pero no la obligación, de comprar o vender un producto subyacente a un precio fijo pactado hoy, a cambio de que el comprador pague al vendedor de la opción una prima, que es el precio de la opción.

En los contratos de opciones, existen dos partes: el tenedor de la opción, quien puede ejercer el derecho de hacer algo y la otra parte quien es el que suscribe la opción. Este último recibe el pago adelantado (prima).

Según Schofield (2007), las opciones pueden ser liquidadas físicamente (el producto se entrega/recibe) o se liquida en efectivo. El precio al que se negocia el subyacente, si se ejerce la opción, se denomina precio de ejercicio o pactado. El precio de ejercicio se negocia entre el comprador y el vendedor de la opción.

Las opciones se denominan como in the money (opciones en el precio), que describe una situación en la que sería más ventajoso comerciar al precio de mercado subyacente en lugar del precio de ejercicio; at the money (opciones al precio equivalente), cuando el precio de ejercicio es igual al precio de mercado; y out of the money (opciones fuera de precio), cuando el precio de ejercicio es mayor que el precio de mercado, aquí no conviene ejercer la opción.

Según Hull (2014), los contratos se negocian tanto en las bolsas de valores como en los mercados secundarios (OTC). Se debe especificar los términos de los contratos de opciones que negocia, el tipo de opción, el tamaño del contrato, el momento preciso de expiración y el precio de ejercicio. Hay dos tipos de opciones:

1. Opción de Compra (Call): brinda al tenedor el derecho, pero no la obligación, a comprar un activo en una cierta fecha a un precio específico.



2. Opción de Venta (Put): brinda al tenedor el derecho, pero no la obligación, a vender un activo en una cierta fecha a un precio específico.

Las opciones pueden ser europea o estadounidense, una opción europea tan solo se puede ejercer en la fecha de vencimiento; una opción estadounidense se puede ejercer en cualquier momento durante su vida. Existen cuatro tipos de participantes en los mercados de opciones:

1. Compradores de opciones de compra
2. Vendedores de opciones de compra
3. Compradores de opciones de venta
4. Vendedores de opciones de venta

Según Schofield (2007), existen otras opciones conocidas como exóticas que son más complejas, como binarios y barreras. Un ejemplo es la asiática, cuyo precio de ejercicio depende del promedio de las cotizaciones del precio del activo subyacente.

### **2.9.5 Collar**

Según Schofield (2007), un collar es una estrategia de contratos de opciones, la cual consiste en comprar una opción de venta y vender una opción de compra mientras se tenga el activo subyacente. Es decir, combina una opción Put (piso) y una opción Call (techo).

Existen varias formas de crear una estrategia de collar, pero la más común se da cuando se está en posesión del activo subyacente y compramos una opción Put y vendemos una opción Call, para así poder costear el precio de la opción Put. En otras palabras, si el subyacente es la acción de una empresa, tendremos determinadas acciones del subyacente: Puts – Calls. Si el precio de las primas de ambas opciones es el mismo, tendremos un collar de costo cero.

Esta estrategia se usa cuando no se quiere vender el activo subyacente y quiere protegerse ante alguna caída esperada de precio, pero quiere reducirse el coste de esa protección, la cual se hace acosta de perder posibilidades de ganancia en caso de que el precio subyacente suba.

## 2.10. Ciclo del inventario

Según Zapata (2014), el inventario es un activo y se puede definir como la cantidad de bienes tangibles disponibles en un almacén, estos pueden ser materias primas, productos en proceso o productos terminados. Además, la gestión de inventario es el proceso por el cual se aseguran las cantidades de productos adecuadas para garantizar la operación continua de la comercialización a los clientes.

Por extensión, según el Instituto Tecnológico de Ciudad Victoria (ITCV, 2015), el inventario es la comprobación y recuento de las existencias físicas con las existencias teóricas documentadas.

Aplicando estas definiciones para el caso de una refinería en el Perú, el ciclo de inventario es el tiempo desde que se adquiere el petróleo crudo en algún lugar del mundo, donde los productores mayormente prefieren vender en condiciones Free On Board (FOB), donde la transferencia de riesgo y propiedad se da en el puerto de carga (formación de precio relacionada a la fecha de carga); para luego arribar a las costas peruanas. Se continúa con la descarga y posteriormente el producto pasa por un periodo de reposo, terminado el reposo el producto pasa a ser procesado para obtener productos refinados los cuales son distribuidos mediante camiones o buques a los diferentes puntos de venta (terminales y plantas de ventas). En la figura 2.10 se muestra el ciclo de inventario del petróleo crudo.

**Figura 2.10. Ciclo de inventario del petróleo crudo**

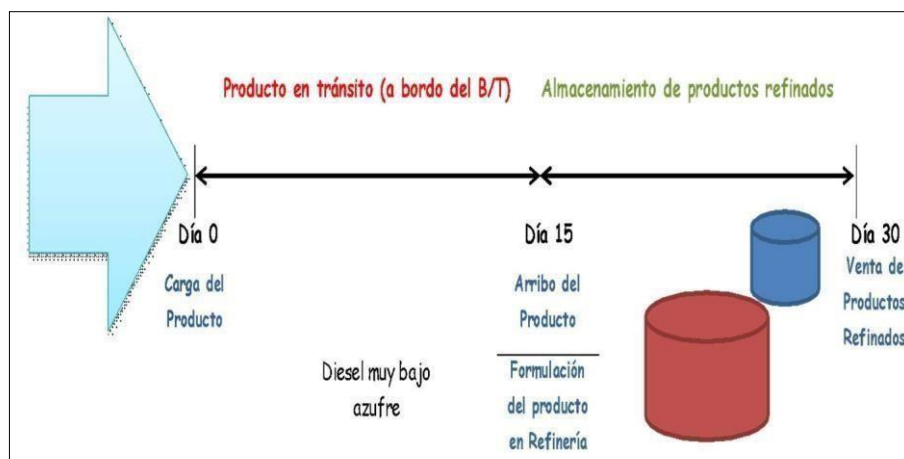


Fuente: PETROPERÚ.

Elaboración: Autores de esta tesis.

El ciclo de inventario muestra la cantidad de días desde que se compra el crudo hasta que es puesto a la venta en los puntos de comercialización. Las refinerías peruanas también se dedican al negocio de importación de productos refinados, en la figura anterior se puede observar el ciclo de inventario para una importación de productos petróleo crudo. En la figura 2.11 se muestra el ciclo de inventario de los productos refinados que se inicia con la adquisición y termina con la comercialización de estos.

**Figura 2.11. Ciclo de inventario de importación de productos refinados**



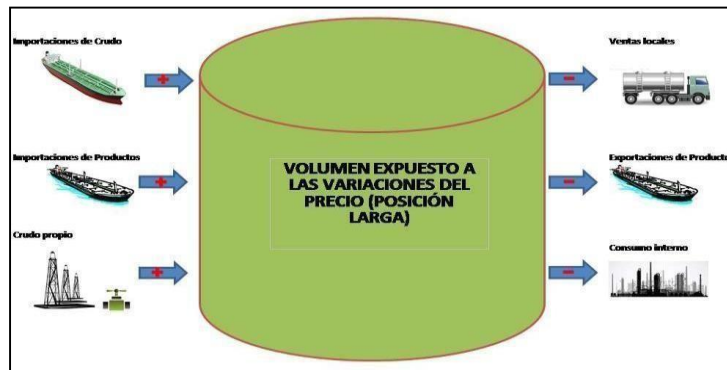
Fuente: PETROPERÚ  
Elaboración: Autores de esta tesis.

### 2.10.1. Construcción del volumen de inventario expuesto

Para efectos ilustrativos, supóngase que PETROPERÚ tiene un gran tanque con volumen de hidrocarburos que ya formaron precio y se encuentra expuesto a la variación de precio (crudo adquirido, productos terminados, productos intermedios, crudos propios, etc.). El volumen ingresa al tanque cuando las compras van tomando precio y va saliendo cuando las ventas locales y exportaciones van haciendo precio, excepto consumo interno. Las entradas y las salidas no van al mismo ritmo, lo que significa que el volumen en el tanque se incrementa o disminuye.

En la figura 2.12 se muestra el volumen expuesto a las variaciones de precios.

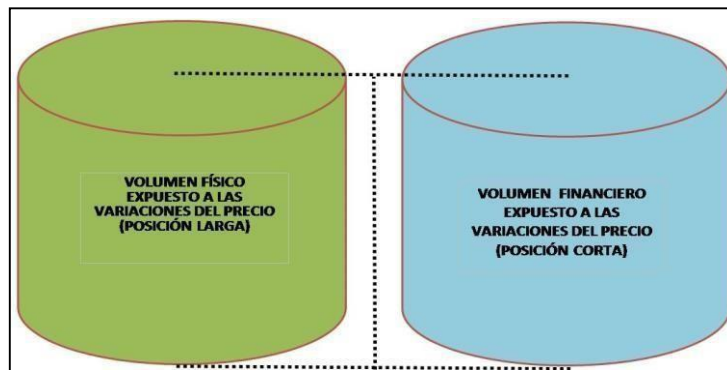
**Figura 2.12. Volumen expuesto**



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

La estrategia de cobertura consiste en la construcción de un inventario de derivados de igual número de barriles (tamaño) al inventario físico expuesto, pero de exposición opuesta a los cambios en el precio. En la figura 2.13 se muestra el volumen financiero expuesto.

**Figura 2.13. Volumen financiero expuesto**

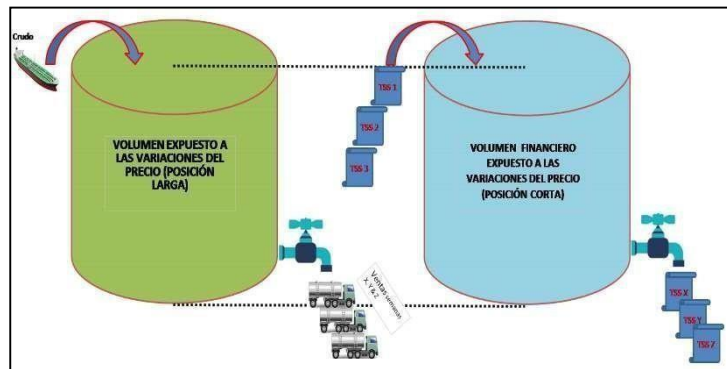


Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Ante una caída en el precio, el valor del inventario físico disminuye y el del inventario financiero (Mark-to-market) aumenta en igual medida. Cuando las ventas ya tomaron precio se materializa una ganancia o pérdida por variación de precios. Si el precio baja, el valor de los barriles que se encuentran dentro del tanque disminuye. Si el precio sube, el efecto es inverso.

Las operaciones de cobertura se van cerrando de modo tal que se van activando al mismo ritmo al que los volúmenes de las compras van tomando precio. En la figura 2.14 se muestra la activación de la cobertura.

**Figura 2.14. Volumen financiero empleado**

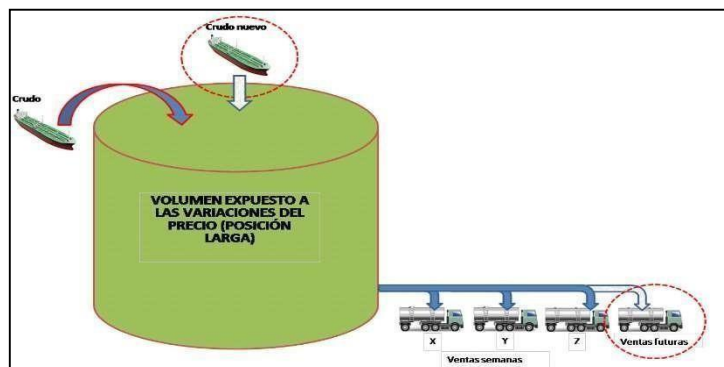


Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Los derivados deben ir venciendo al mismo ritmo en que se estima las ventas irán formando precio, considerando que no hay imprevistos, el tamaño de ambos tanques se mantiene igual.

En el momento que el cargamento comienza a formar precio ingresa al tanque de volumen físico, y saldrá de él cuando las ventas futuras comienzan a hacer precio. En la figura 2.15 se muestra el volumen expuesto a las variaciones.

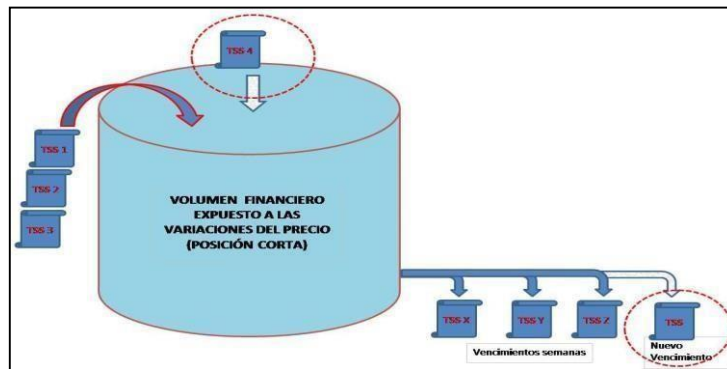
**Figura 2.15. Volumen expuesto a las variaciones**



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

En el mismo momento que ingresan los barriles al tanque físico (está haciendo precio), se debe activar el derivado financiero para incrementar el volumen del tanque financiero vendiendo derivados, cuyo plazo de vencimiento debe ser el mismo en el que las ventas futuras toman precio. En la figura 2.16 se muestra el volumen financiero expuesto a las variaciones.

**Figura 2.16. Volumen financiero expuesto a las variaciones**

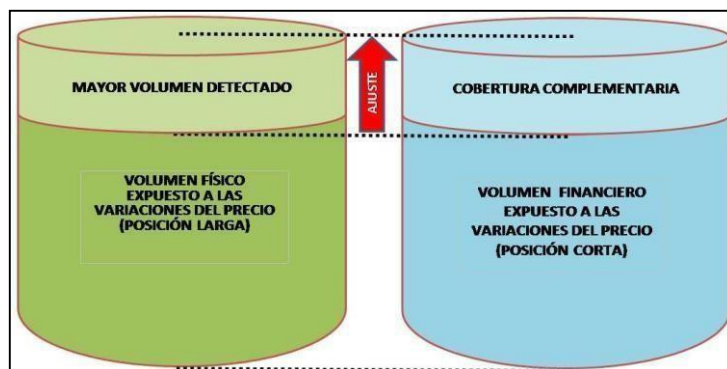


Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Los plazos y ajustes a los vencimientos se dan en los siguientes casos:

1. Cuando la contabilidad, después de depurar los inventarios, detecta que el inventario físico es mayor al inventario financiero, debido a las menores ventas y excepcionalmente por problemas de registro (mala contabilización de barriles). Las ventas son la única variable que no se controla. En la figura 2.17 se muestra el volumen físico expuesto a las variaciones.

**Figura 2.17. Volumen físico expuesto**



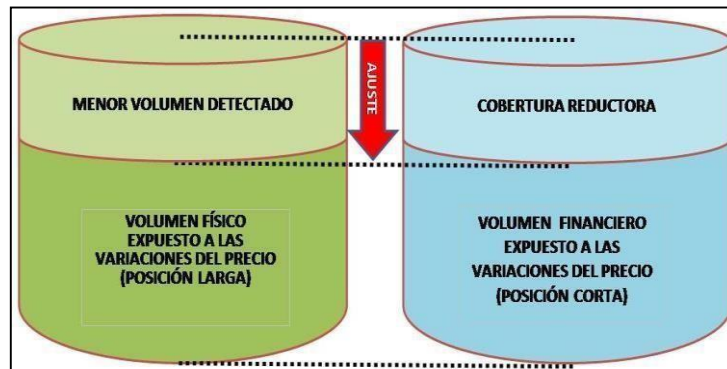
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

2. En este caso, se hace un derivado adicional, se vende un swap simple de una pata (pago flotante y recibo un precio fijo), debido a que ese barril físico ya formó precio. El precio flotante se ubica cuando exista un espacio entre los derivados y las ventas. En coyunturas de contango conviene llevarlo lo más lejos posible, en backwardation lo antes posible. Se asume una pérdida o ganancia dependiendo de

la diferencia entre el precio que se compró el físico y la venta del derivado, pero se cubren las variaciones en adelante.

3. En el caso que se vendió más, el inventario físico expuesto se redujo, se debe disminuir el inventario financiero, deshacer derivados a través de una posición larga (compra de derivados), se compra el swap (pagamos precio flotante y recibimos precio fijo). Si hay un ajuste del pronóstico de ventas mayores para los siguientes meses se hace un Time Spread Swap. En la figura 2.18 se muestra el ajuste por reducción del inventario físico.

**Figura 2.18. Reducción del inventario físico**



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

## 2.11. Trading

Trading son todas las actividades de compra y venta de instrumentos financieros en un corto plazo que se hacen en el mercado internacional, con la finalidad de generar rentabilidad de manera rápida. Al ser especulativo se debe hacer seguimiento permanente de los mercados para aprovechar la variación en los precios. (elEconomista.es, 2018).

Todas las adquisiciones de hidrocarburos, tanto locales como internacionales, las efectúan a precios internacionales, teniendo en cuenta que los hidrocarburos son commodities que se transan en bolsas (NYMEX, ICE) y mercados relevantes (Houston, ARA, Singapur, etc.). Los productores de petróleo crudo y refinadores acostumbran a vender con precios relacionados a la transferencia de riesgo y propiedad, que para la modalidad que importa PETROPERÚ (CFR) es la fecha de embarque en el puerto de carga (B/L: Bill of Lading).

Estas operaciones se efectúan bajo la modalidad de precios flotantes, es decir, el precio va a seguir a los precios internacionales en su dinámica.

Para el caso del crudo, se utilizan los marcadores o índices para la determinación de los precios. En la figura 2.19 se muestran los índices para la determinación de precios.

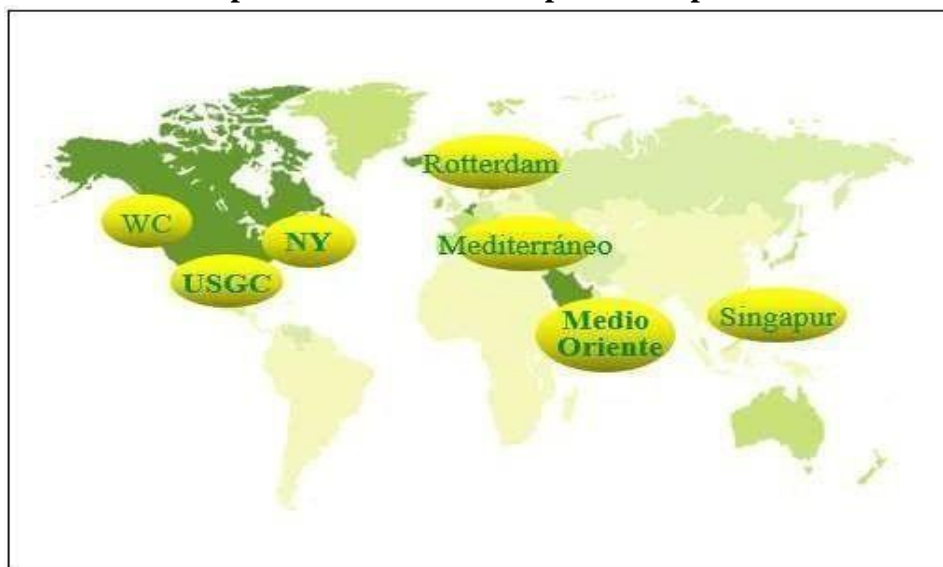
**Figura 2.19..Índices para la determinación de precios de crudo**



Fuente: S&P Global Platts.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

Para el caso de los productos refinados, se utilizan los marcadores o índices para la determinación del mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. En la figura 2.20 se muestran los índices de precios para productos refinados.

**Figura 2.20. Índices para determinación de precios de productos refinados**



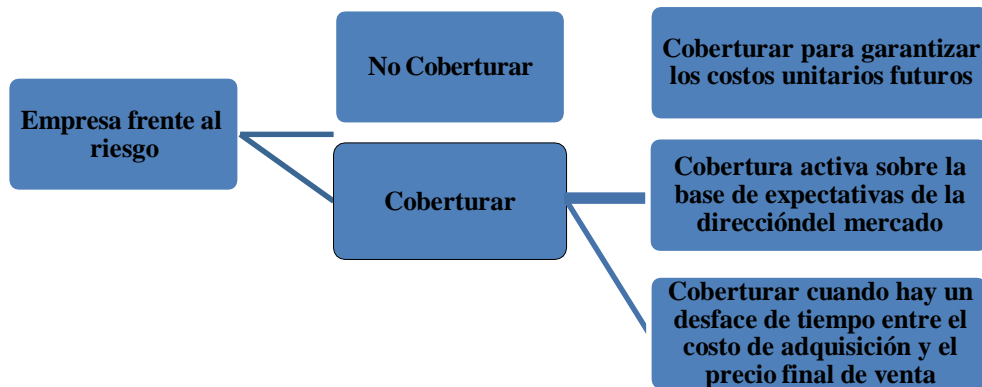
Fuente: S&P Global Platts.  
Elaboración: Autores de esta tesis.



## 2.12. Coberturas

Según Schofield (2007), las empresas que deciden hacer coberturas enfrentan una serie de posibles estrategias, tal como se muestra en la figura 2.21.

**Figura 2.21. Coberturas**



Fuente: Schofield, N., *Commodity Derivatives – Markets and Applications*, 2007  
Elaboración: Autores de esta tesis.

A continuación, se explica y analiza cada una de las posibles estrategias:

1. No coberturar, aquí la decisión de no cubrirse puede estar motivada por el hecho de que el insumo puede constituir solo una pequeña proporción del producto terminado y las fluctuaciones de precios solo tendrán un impacto limitado en los márgenes. En este sentido, PETROPERÚ no tendría necesidad de coberturar para algunos insumos o productos finales que no sigue la dinámica del mercado internacional, dado que es el único ofertante que fija su precio en base a su costo.
2. Coberturar para garantizar los costos unitarios futuros, las empresas intentan fijar su costo futuro de producción de una proporción significativa de los insumos que requiere para su proceso productivo si el precio de esta se encuentra vinculado al de las materias primas. Esto permite que el precio del producto final sea fijo y asegura un margen adecuado y beneficia a los clientes finales por no estar expuesto a la volatilidad excesiva de los precios. Para el caso de PETROPERÚ, podría aplicarse para la actividad del Upstream (producción del crudo) en un futuro, para garantizar el precio de venta del producto final y así poder viabilizar los flujos de ingresos y, por ende, financiamientos.

3. Coberturar cuando hay un desfase de tiempo entre el costo de adquisición y el precio final de venta, cuando las empresas se encuentran lejos del origen de su materia prima (adquisición internacional) y de sus clientes (nacional e internacional), aunado a los días que dura su procesamiento, distribución y comercialización, más los inventarios que la empresa mantiene por seguridad y los que la ley le obliga. En este sentido, esta estrategia calza para el perfil de PETROPERÚ y sus líneas de negocios definidas que son compra de crudo para su refinación, comercialización de productos refinados y el negocio de importación.
4. Cobertura activa basada en expectativas de la dirección del mercado (alcista o bajista), la cobertura sería por especulación sobre un esperado desenvolvimiento del mercado, sólo se cobertura sobre la base de la producción planificada. Esta estrategia no es de uso masivo en las empresas que no son financieras, como un refinador de petróleo. Para PETROPERÚ, esta estrategia sería la última opción en desarrollar, por estar basada en expectativas en la que se puede ganar o perder mucho más.

Cabe mencionar que la cobertura natural se da cuando se solicita al vendedor que efectúe la cobertura por ellos, es decir, no se recurre a los mercados financieros. Esta cobertura es posible cuando se trata de empresas integradas que están en todos los sectores de la industria y tienen equipos especializados para efectuar coberturas, no es efectivo para empresas dedicadas a actividades específicas de la industria como PETROPERÚ.

### ***2.12.1 Beneficios de tener un programa de coberturas***

La importancia de gestionar la exposición al riesgo de precio trae consigo los siguientes beneficios para la empresa, según lo señalado en un Workshop por Rafael Cruz de BP Structured Products del 17.07.2015:

1. Mantener un mejor control de la rentabilidad.
2. La variable precio, tanto por el lado de los ingresos como el de los costos, es una variable preponderante, alinearlos eliminará el descalce de estos y, por ende, un mejor control de la rentabilidad, ya que el volumen lo pueden controlar en bases a sus economías.
3. Racionaliza la toma de decisiones.

4. Permite tomar decisiones basadas en cifras reales y no estimadas, al haberse eliminado el riesgo de precio.
5. Mejora la confianza en la gerencia.
6. Al haber neutralizado el efecto del riesgo de mercado, los stakeholders mejorarán su confianza en su gerencia, lo que generará un círculo virtuoso cuando las propuestas de crecimiento reciban el respaldo para nuevas iniciativas y desarrollos.
7. Los encargados de efectuar las compras dejarán de preocuparse por el nivel de precio absoluto, no importa que el precio suba o baje, este no afectará a la empresa ni los beneficios de la compra.

## CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO

### 3.1. Diseño de Investigación

La investigación se inicia analizando las actividades que realiza PETROPERÚ: aprovisionamiento de materias primas, refinación, almacenamiento, distribución y venta, y sus aspectos más importantes; como, por ejemplo, las condiciones de compra de insumos, sus modalidades de entrega, determinación del precio de compra, travesía, tiempo de almacenamiento, determinación del precio de venta, etc.

Seguidamente se analizará el comportamiento de la evolución de los precios del petróleo crudo y productos refinados en el mercado internacional, y cómo estos han influido en la determinación de los estados de pérdidas y ganancias. Se estudiarán también los posibles impactos que puedan tener las fluctuaciones del mercado internacional en los Estados Financieros de PETROPERÚ.

Para el análisis de las series de los precios mencionados, se realizó el test de Dickey Fuller Aumentado (DFA) para determinar si presentan raíz unitaria, es decir, si son o no estacionarios. Con esta estimación podemos determinar si los precios analizados en nuestra investigación tienen un comportamiento explosivo y que estos pueden afectar significativamente los flujos económicos de la empresa, considerando que existe un descalce entre el precio de la compra y la venta y, por lo tanto, nos indica la necesidad de efectuar coberturas.

Con el fin de poder efectuar una estimación del VaR al que está expuesto la empresa, se desarrollará un modelo simple de flujos económicos y financieros que permitan aplicar la herramienta de medición del riesgo de la empresa antes de efectuar coberturas y cuál es el efecto de la aplicación de coberturas de precios considerando los diferentes instrumentos derivados que se plantean en la presente investigación. Cabe destacar que el principal objetivo de la presente investigación es salvaguardar el valor del inventario al existir una desfase entre la fecha de compra y venta en un entorno de precios volátiles.

Para el cálculo del Valor en Riesgo se usa, en primer lugar, la estimación histórica, asumiendo que la distribución de la utilidad bruta está asociada a una distribución normal (t student) en el caso de los flujos, y una segunda estimación, con la que se halla el Valor en Riesgo por simulación de Montecarlo.

Una vez determinado el impacto de la fluctuación de los precios en la utilidad bruta, se pasa a evaluar las diferentes alternativas de coberturas, mediante instrumentos financieros, lo que nos permitirá determinar la alternativa que se adapte a las necesidades de PETROPERÚ.

Sobre la base de información histórica de precios se estimó los flujos económicos sin descalce con la finalidad de tener valores en condiciones ideales (compra y venta en el mismo momento) sin inventarios. Luego se desarrolló flujos económicos considerando un descalce entre la compra y la venta, tomando un tiempo de 60 días (2 meses), que es lo que se ha asumido en la presente tesis como el tiempo entre el momento de la adquisición del crudo y productos refinados y su posterior venta. Con ambos resultados se estimó para cada uno de ellos el Var y CVaR al 95% de confianza (máxima pérdida).

Seguidamente, se estimaron los flujos financieros para cada uno de los instrumentos derivados que son materia de la presente investigación y se sumaron con los flujos económicos con descalce obtenidos previamente. Con todas estas estimaciones se calculó nuevamente el VaR y CVaR al 95%, resultados que reflejan el uso de derivados financieros.

Sobre la base de los valores hallados en ambas condiciones (con el uso de derivados y sin el uso de derivados) se determinará la conveniencia o no del uso de coberturas, así como establecer cuál es el instrumento derivado más apropiado para el periodo en evaluación.

Posteriormente, el grupo de tesis consideró conveniente evaluar los resultados económicos de la empresa en el futuro (un año), para ello, se siguió el mismo esquema usado con la data histórica señalados en los párrafos anteriores. Las estimaciones de

precios que se usaron para el cálculo de los flujos económicos y financieros futuros se obtuvieron con el uso de simulaciones de Montecarlo. Finalmente, con estas simulaciones de precios se obtuvieron valores de Var y CVaR al 95%, permitiendo corroborar la conveniencia de utilizar o no coberturas y de ser el caso, determinar el derivado más conveniente.

Adicionalmente al análisis cuantitativo explicado en los párrafos anteriores, se efectuará un análisis cualitativo de los pros y contras de cada uno de los instrumentos financieros evaluados por el equipo de investigación, que nos permitirá tener una herramienta adicional que considera aspectos distintos a los económicos.

### **3.2. Descripción de los datos**

Para la obtención de los resultados en el análisis de estimación histórica y las simulaciones de Montecarlo se tomaron los siguientes datos mensuales:

- a. Exposición a cada marcador internacional,** para el cálculo de la exposición a cada marcador (índice de referencia) se requiere como input las cantidades en barriles y fechas de pricing de cada partida pendiente de compra o venta expresadas en dólares.
- b. Precios spot y futuros de las referencias,** son los obtenidos de las fuentes de mercado reportados por PLATTS y Bloomberg.

Las series de precios usados para las estimaciones de los flujos económicos y financieros, con los cuales se determinará el Valor en Riesgo por estimación histórica, corresponden al periodo de noviembre del 2012 a diciembre del 2017.

Para las estimaciones de series de precios a futuro determinados mediante las simulaciones de Montecarlo, se utilizaron las volatilidades y correlaciones móviles de las series de precios históricos mensuales desde enero 2013, con los cuales se estimó la serie de valores para el año 2018.

Los volúmenes de exposición (de compra y venta) para ambas metodologías han sido fijados teniendo en cuenta un modelo simplificado determinado por el grupo de

investigación, en base al expertis y juicio de expertos que asemeja una realidad simplificada que permitirá aislar el efecto de variación de volumen.

### **3.3. Instrumentos de Medición**

Los instrumentos de medición que se han utilizado en la presente investigación son: i) el test de Dickey Fuller Aumentado (DFA), ii) el Valor en Riesgo y iii) el Valor en Riesgo Condicional, debido a que los objetivos del grupo de investigación son evaluar la necesidad y conveniencia de usar coberturas y determinar el mejor instrumento financiero que mitigue las pérdidas producidas por el movimiento del precio del crudo y sus derivados en el mercado internacional que reduzcan la exposición al riesgo de la empresa.

#### ***3.3.1. Test de Dickey Fuller Aumentado para determinar la Raíz Unitaria***

Se inicia aplicando el test de Dickey Fuller Aumentado a las series de precios históricos para determinar la presencia de Raíz Unitaria y establecer si son estacionarios o no. En caso de ser positivo, se efectuará un nuevo análisis considerando como serie de tiempo las primeras diferencias de los precios, estas se calculan restando el precio de un periodo con el precio de su periodo inmediato anterior. Se espera que usando las primeras diferencias se elimine la tendencia y la Raíz Unitaria, lo cual será corroborado en el resultado del test.

La determinación de la existencia de Raíz Unitaria en la serie de precios histórica (sin diferencias), en caso exista, nos indicará que dicha serie de precios tiene un comportamiento aleatorio, lo que los hace difícil de predecir, haciéndose necesario evaluar posibles medidas para mitigar este riesgo de mercado mediante el uso de derivados financieros.

#### ***3.3.2. Análisis del VaR y CVaR***

Este paso es netamente cuantitativo y analiza en monto la pérdida asociada al riesgo expuesto. Para este punto, se ha construido una hoja de cálculo en donde se analiza el Valor en Riesgo y el Valor en Riesgo Condicional para cada instrumento financiero en las estimaciones históricas y por simulación de Montecarlo, que nos permite ver el posible impacto en los estados de resultados y poder cuantificar las pérdidas en monto.

Estos resultados de VaR y CVaR servirán para la toma de decisiones sobre una base numérica, de tomar o no una cobertura sobre la base de un análisis de datos históricos y una proyección futura.

Este paso constituye la parte fundamental de la tesis, pues permitirá dar respuesta a las preguntas formuladas para lograr los objetivos de la presente investigación.

### **3.4. Técnicas y procedimientos**

El procedimiento a realizar para responder las preguntas de la tesis está basado en la realización de un modelo de flujos económicos y financieros, cuyos resultados nos permitirán determinar si el uso de instrumentos financieros mitiga la exposición al riesgo por variación de precios de materia prima y así como seleccionar el derivado financiero más apropiado, considerando la naturaleza del negocio de PETROPERÚ.

El uso de los modelos VaR es una práctica común en el ámbito financiero para evaluar el riesgo de mercado que afecta a las empresas involucradas en los mercados de commodities y, según informó telefónicamente Carolina Mora del Área de Riesgos de ECOPETROL, es la herramienta que actualmente utilizan. Por otro lado, la Escuela de Finanzas AFI, ubicada en Madrid, recomendó en una asesoría que efectuó a PETROPERÚ en el año 2016, utilizar este tipo de herramientas para la medición de sus riesgos de mercado. Asimismo, cabe señalar que este tópico es parte de la currícula de los cursos de comercio internacional de energía de instituciones educativas de primer nivel, como Mennta en Oxford, Inglaterra.

#### ***3.4.1. Determinación del instrumento financiero***

Para la determinación del instrumento financiero, se usa dos métodos: i) método cuantitativo y ii) método cualitativo, descritos a continuación:

##### ***3.4.1.1. Método Cuantitativo***

Para la presente investigación se elaboró flujos mensuales desde noviembre 2012 a diciembre 2017 para cada instrumento analizado, considerando lo siguiente:

##### ***1. Valor en riesgo histórico***



1. Se ha considerado el periodo de estudio de enero 2013 a diciembre 2017, con data en base mensual.
2. Se ha utilizado las series de los precios spot y futuros obtenidos de la base de datos de la compañía PLATTS para el petróleo crudo y sus derivados (gasolina y diésel).
3. Se ha determinado la diferencia entre los precios de los futuros (primera, segunda y tercera línea) para el crudo y sus derivados obteniendo el contango o backwardation.
4. Se han estimado los precios de las adquisiciones de petróleo crudo y sus derivados considerando los siguientes premios o descuentos sobre el marcador de referencia, que fueron determinados tomando en consideración su costo de oportunidad y el valor del flete al cual llegaría una importación desde el mercado de referencia:
  - 2.00 US\$/bbl para el crudo, considerando que este vendría desde un país exportador cercano (Ecuador).
  - + 2.00 US\$/bbl para la gasolina y diésel, considerando que este vendría desde un mercado relevante que para este caso es el de la Costa del Golfo.
5. Se han determinado los precios de venta de la gasolina y diésel, considerando los siguientes premios sobre los respectivos marcadores de referencia, lo que para efectos de la presente investigación representaría un equivalente a la paridad de importación a la cual se debería establecer el precio de venta:
  - + 4.00 US\$/bbl para la gasolina.
  - + 6.00 US\$/bbl para el diésel.
6. Se han estimado la volatilidad para cada una de las variables en el periodo de análisis y la correlación entre estas.
7. Se ha asumido que el volumen de compra de petróleo crudo y productos refinados y venta del producto refinado durante todo el horizonte de análisis es constante, con el objetivo de analizar únicamente el impacto de la variación del precio.
8. Se compra un volumen de 120,000 bbl por día, 60,000 bbl de crudo, 40,000 bbl de diésel y 20,000 bbl de gasolina.
9. Se vende el mismo volumen de 120,000 bbl por día, 60,000 bbl de diésel (40,000 bbl importados y 20,000 bbl producidos) y 60,000 bbl de gasolina (20,000 bbl importados y 40,000 bbl producidos).

10. Según el análisis del ciclo de inventario, se ha determinado para la presente investigación un descalce de 60 días entre la compra del crudo y sus derivados y posterior venta.
11. El mark to market para el modelo propuesto es la liquidación mensual de la pérdidas o ganancias por las posiciones abiertas de derivados financieros determinado sobre la base de los precios de mercado.
12. Una vez determinados los volúmenes de compra y venta, sus precios de compra y venta, se han elaborado los siguientes flujos:

- Flujo sin descalce correspondiente al caso ideal:

$$\text{Utilidad Bruta}_t = \text{Ventas}_t - \text{Compras}_t$$

- Flujo con descalce correspondiente con 2 meses de descalce (60 días):

$$\text{Utilidad Bruta}_t = \text{Ventas}_t - \text{Compras}_{t-2}$$

- Flujos financieros correspondientes a cada uno de los derivados financieros materia de la presente investigación.
  - Para el caso del Swap: el flujo financiero considera el mark to market, más el contango / backwardation, menos el costo de comisión del banco que proporciona el instrumento financiero.
  - Para el caso del Time Spread Swap: el flujo financiero considera lo mismo que el del Swap, más un premio adicional de 0.10 US\$/bbl, dada la opción que otorga este derivado financiero para cerrar un contango o backwardation cuando más sea favorables.
  - Para el caso del contrato Futuro: el flujo financiero considera el mark to market, más el flujo por el contango / backwardation, menos el costo de comisión del broker que intermedia el contrato futuro.
  - Para el caso de las opciones Put: el flujo financiero considera los ingresos cuando se ejerce la opción, menos el costo de las primas. La prima del Put fue estimada según el modelo de Black-Scholes (Hull, 2005)
  - Para el caso del Collar: el flujo financiero considera los ingresos y egresos cuando se ejerce la opción de compra o venta, menos el costo de las primas. La prima del Put fue estimada según el modelo de Black-Scholes (Hull, 2005), y a partir de esta se efectuó una serie de escenarios considerando un ancho del Collar de 1, 2, 3 y 4 US\$/bbl, números los cuales, según los

supuestos del presente estudio, igualarán el costo de la prima con que se compra la opción Put y la prima que se recibe por vender la opción Call.

- Flujos económicos con descalce más flujos financieros luego de la cobertura:  
Utilidad Bruta<sub>t</sub> luego del uso de instrumentos financieros =  
Ventas<sub>t</sub> – Compras<sub>+</sub>/– Flujos financieros de cada instrumento financiero.
- Se ha tomado un costo de comisión de 0.02 US\$/bbl para la estructuración del uso de instrumento derivado.
- Finalmente, se elaboró un cuadro comparativo donde se mostrarán los siguientes casos y parámetros de medición.

Casos:

- Caso Ideal: Sin descalce, se compra y vende en el mismo momento del tiempo, no hay inventario. Este es el caso de la empresa que se encuentra en medio de un mercado de insumos y, a la misma vez, en el mercado de venta de sus productos.
- Caso Real: Con descalce, se compra en un mes  $t-2$  y se vende en un mes  $t$  de dos meses (60 días que comprenden la travesía en buque desde su país de origen, descarga, reposo, refinación, distribución y venta).
- Casos con Cobertura de derivados financieros: Con descalce más el flujo financiero de cada uno de los derivados financieros materia de la presente tesis, lo que implica que se compra insumo físico en un mes  $t-2$  y se vende el producto físico en un mes  $t$ . En el mercado financiero, se vende papel en un mes  $t-2$  y se compra papel en un mes  $t$ .

Parámetros de análisis:

1. VAN (considerando la tasa libre de riesgo)
2. Promedio
3. Desviación Estándar
4. VaR
5. CVaR

## ***2. Valor en riesgo por simulación de Montecarlo***

En la simulación de Montecarlo se procedió a estimar los doce periodos (meses) subsiguientes al análisis, correspondientes de enero a diciembre del 2018. Para ello, se observó la distribución de las siguientes mediciones:

- WTI (Crudo).
- UNL87 (Gasolina).
- HO (Diésel).
- WTI 1st Line (Contrato Futuro WTI 1ra línea).
- WTI 2nd Line (Contrato Futuro WTI 2da línea).
- WTI 3rd Line (Contrato Futuro WTI 3ra línea).
- UNL87 1st Line (Contrato Futuro UNL87 1ra línea).
- UNL87 2nd Line (Contrato Futuro UNL87 2da línea).
- UNL87 3rd Line (Contrato Futuro UNL87 3ra línea).
- HO 1st Line (Contrato Futuro HO 1ra línea).
- HO 2nd Line (Contrato Futuro HO 2da línea).
- HO 3rd Line (Contrato Futuro HO 3ra línea).

En todos estos casos, las distribuciones simuladas por el @Risk, generaban distribuciones como la uniforme, triangulares, entre otras, que no necesariamente enmarcaban el contexto real de la investigación. Es por ello que, analizando el comportamiento de todas las variables, se planteó analizar la distribución de las diferencias de las mismas.

$$\Delta Y_i = Y_i - Y_{i-1}$$

Al analizar esta nueva variable  $\Delta Y_i$ , se observó que, para todas las diferencias de las variables expuestas, se comportan como una distribución Normal (véase Anexo 2).

Para hacer el pronóstico de todas las variables, se procedió a tomar la siguiente fórmula:

$$Y_i = Y_{i-1} * (1 + \Delta Y_i)$$

Con ello se tendría toda la información necesaria para poder simular los escenarios propuestos:

- Swap.
- Time Spread Swap.
- Futuros.
- Opciones Put.
- Collar.

Adicionalmente al análisis cuantitativo explicado, en los párrafos siguientes se efectuará un análisis cualitativo de los pros y contras de cada uno de los instrumentos financieros, evaluados por el equipo de investigación que permitirá tener una herramienta adicional que considera aspectos distintos a los económicos.

#### **3.4.1.2. Método Cualitativo**

Para este fin, el grupo de investigación desarrolló un índice que fue construido de la ponderación de diferentes aspectos que involucra una cobertura mediante derivados financieros. Se asignó un peso (%) según el grado de importancia de cada concepto analizado de acuerdo al criterio de los tesisistas, para lo cual se ha considerado lo siguiente:

1. Objetivo del derivado financiero que se ajusta a la necesidad que tiene PETROPERÚ, se asigna un 40%, ya que este es el objetivo de la tesis.
2. Cuán riesgoso es la contraparte (10%).
3. Qué tan activa tiene que ser PETROPERÚ en el manejo de los derivados (10%).
4. El riesgo crediticio para PETROPERÚ ante los requerimientos de efectivo para movimientos adversos de los precios (10%).
5. Riesgo base, qué instrumento presenta menor riesgo. (10%)
6. Customización, qué tan personalizada es el derivado financiero que se ajuste a los requerimientos de la empresa. (10%)
7. El costo de utilizar el derivado financiero. (10%)

Luego, se determinarán todos los aspectos que se tienen que trabajar y desarrollar desde el punto de vista institucional, para poder implementar una gestión de riesgo de precios de commodities, ya sea natural o a través de instrumentos financieros; como,

por ejemplo, aspectos legales, comerciales, políticas de venta, condiciones de trading, manejo contable, gestión de recursos humanos, interrelación con stakeholders, etc.

Posteriormente, el grupo de tesis consideró conveniente evaluar los resultados económicos de la empresa en el futuro (un año), para ello, se siguió el mismo esquema usado con la data histórica señalados en los párrafos anteriores. Las estimaciones de precios que se usaron para el cálculo de los flujos económicos y financieros se obtuvieron con el uso de simulaciones de Montecarlo. Finalmente, con estas simulaciones de precios se obtuvieron valores del VaR y CVaR al 95%, permitiendo corroborar la conveniencia de utilizar o no coberturas y de ser el caso determinar el derivado más conveniente.

Finalmente, se plantean las conclusiones y recomendaciones de la investigación.

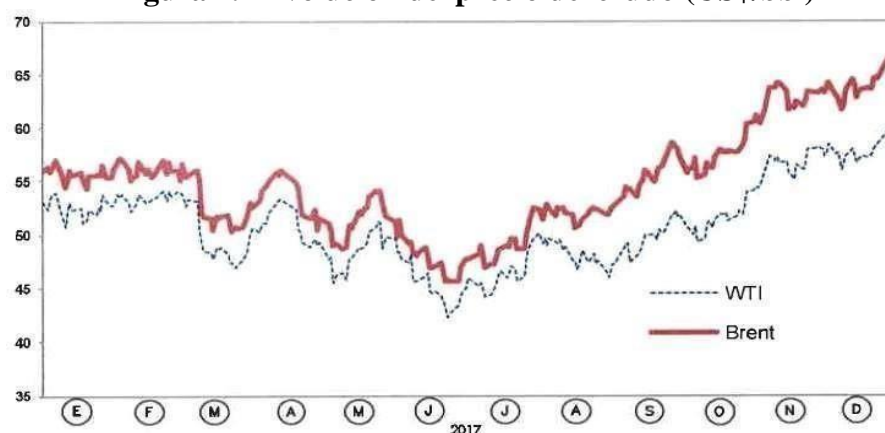
## CAPÍTULO IV. MARCO CONTEXTUAL

### 4.1. Contexto Global

Según la Memoria Anual (PETROPERÚ, 2017), en el primer semestre del año 2017, el precio del crudo mostró una tendencia a la baja explicada por una mayor producción de Shale Oil en los Estados Unidos, la debilidad de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la menor demanda de petróleo de China, el incremento de la tasa de interés de la FED y el fortalecimiento del dólar. Así, el precio del crudo comenzó el año en 52 US\$/bbl y alcanzó su valor más bajo en junio, siendo este 42 US\$/bbl.

A partir de entonces, se ha observado una clara recuperación, debido al fortalecimiento de la OPEP al limitar la producción de petróleo, a lo cual se sumaron otros países como Rusia, la mayor demanda china, así como la menor producción y disponibilidad de equipos de perforación en los Estados Unidos. El precio del WTI cerró el año en 60 US\$/bbl y los productos derivados siguieron una tendencia similar, cerrando el año con un ciclo positivo. En la figura 4.1 se aprecia la evolución del precio del crudo.

**Figura 4.1 Evolución del precio del crudo (US\$/bbl)**



Fuente: S&P Global Platts.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Así mismo, la Memoria Anual (PETROPERÚ, 2017) menciona que las variables de oferta y demanda mundial de petróleo mostraron también comportamientos al alza, siendo la demanda la de mayor crecimiento. En el año 2017, se registró un exceso de

demanda de petróleo y gas de 0.5 MMBD<sup>6</sup>, a diferencia del año 2016, en el que se registró un exceso de oferta de 0.4 MMBD. El exceso de la demanda registrado en el 2017 explica las presiones al alza de los precios del petróleo durante el segundo semestre del año. Asimismo, los acuerdos de la OPEP y Rusia para limitar la oferta de petróleo para el año 2018, generaron los fundamentos necesarios para el incremento de precios. En la tabla 4.1 se muestran los precios de demanda del crudo.

**Tabla 4.1 Oferta y demanda mundial del Petróleo**

	2016	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017	Variación 2017/16
<b>(a) Demanda mundial de petróleo</b>	95.4	95.7	96.3	97.8	98.2	97.0	1.57
Suministro - No OPEP	57.0	57.8	57.5	57.5	58.4	57.8	0.77
NGLs y No Convencionales - OPEP	6.1	6.2	6.3	6.4	6.4	6.3	0.17
<b>(b) Total suministro - No OPEP y NGLs - OPEP</b>	63.2	64.0	63.7	63.8	64.8	64.1	0.94
<b>Diferencia</b>	32.3	31.7	32.6	34.0	33.4	32.9	0.63
Producción de petróleo crudo - OPEP	32.6	32.1	32.3	32.7	32.5	32.4	-0.25
<b>Balance</b>	0.39	0.44	-0.27	-1.23	-0.92	-0.50	-0.88

Fuente: Tomado de OPEP-Monthly Oil Market Reporte – Enero, 2018.

Elaboración: Autores de esta tesis

Como se puede observar, son varios factores internacionales que participan en la alza o baja de los precios, en los cuales participan no solo los productores, comercializadores, entidades reguladoras y usuarios, sino también especuladores que hacen que el precio sea muy volátil.

Por ello, cualquier evento global que se dé, ya sea de índole política, económica, afecta su precio.

Los precios del crudo y los productos refinados en el mercado internacional no solo se ven afectados por los fundamentos del mercado (balance de oferta/demanda e inventarios), sino que estos también se ven afectados por factores macroeconómicos y geopolíticos. Lo anterior, hace que cualquier acontecimiento en el mercadointernacional tenga un impacto en el precio del crudo y productos refinados.

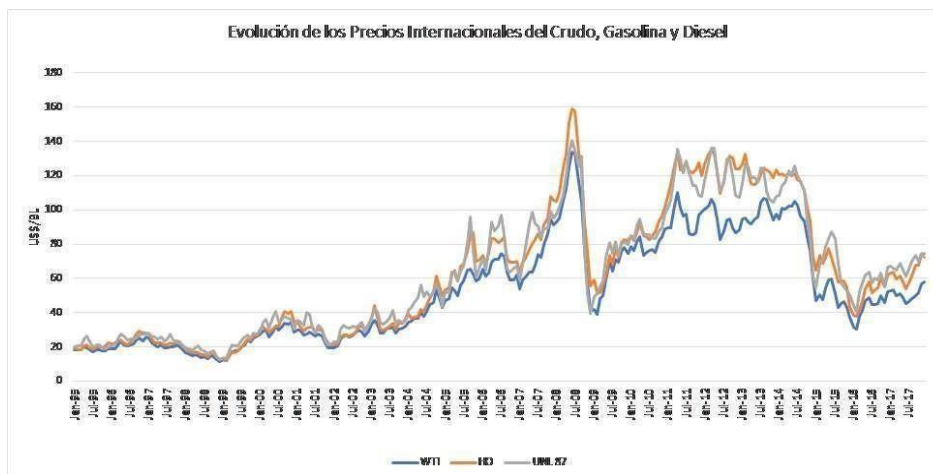
---

<sup>6</sup> Millones de barriles por día



En la figura 4.2 se muestra la evolución del precio del crudo, marcador WTI, desde el año 1995 a agosto del 2017.

**Figura 4.2 Precios internacionales del Crudo, Gasolina y Diésel**



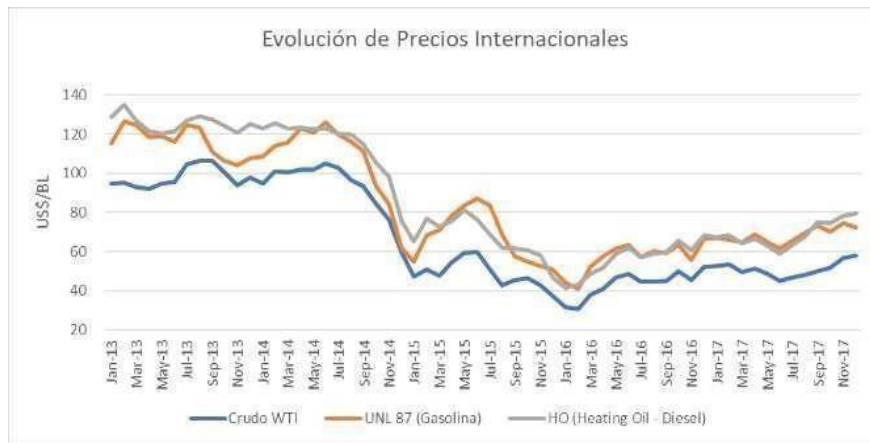
Fuente: Platts.

Elaboración: Autores de esta tesis.

En la figura anterior se muestra que, a partir del año 2003, el precio del crudo comenzó una etapa de gran inestabilidad, con largos periodos de tendencia alcista; pero con caídas abruptas como las acontecidas a finales del 2008, a raíz de la crisis inmobiliaria en EE.UU., y a partir de julio del año 2014, por el exceso de producción de crudo como consecuencia del desarrollo de producción del Shale Oil (Petróleo de esquisto) en EE.UU.

La presente investigación basa sus análisis en un periodo de 5 años comprendido desde el año 2013 al 2017, en el cual se ha observado un periodo de relativa estabilidad de precios, seguido de un periodo de caída y luego cierra con un periodo alcista. En la figura 4.3 se muestra la evolución del precio del crudo y sus derivados desde enero del 2013 a diciembre del 2017, periodo de análisis de la presente investigación.

**Figura 4.3. Precio del crudo, gasolina y diésel**

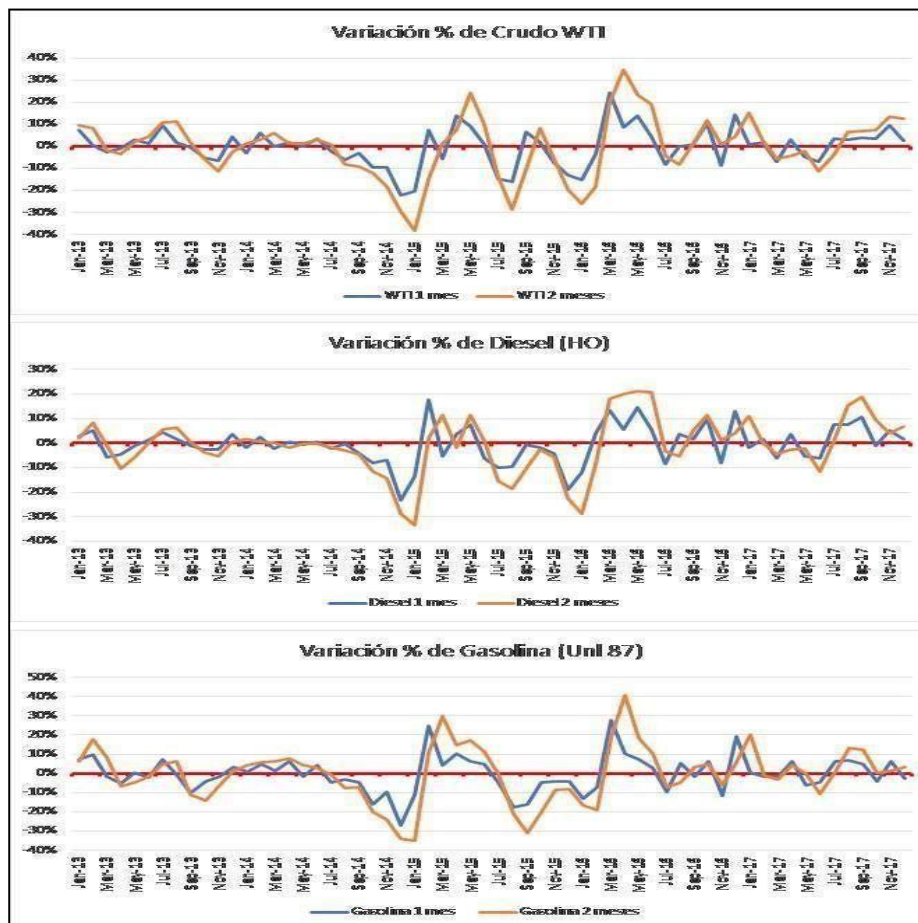


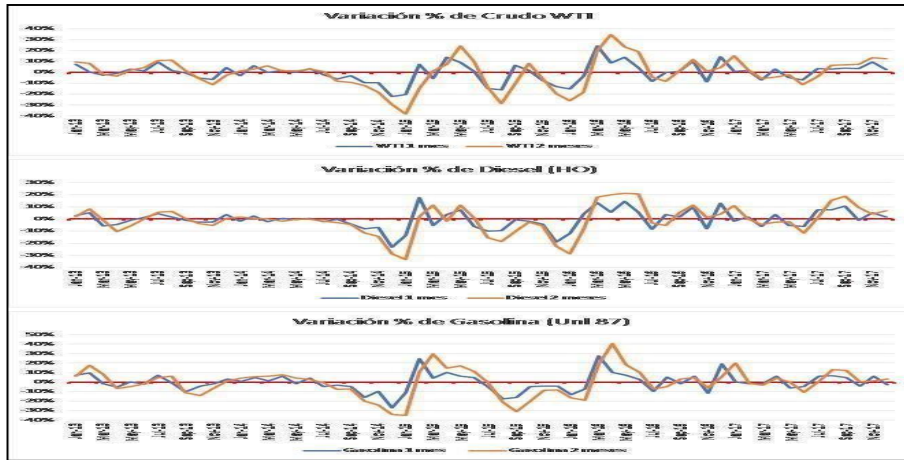
Fuente: Platts.

Elaboración: Autores de esta tesis.

En la figura 4.4 se muestra cómo los precios del petróleo crudo, gasolina y diésel han variado (%) en el mercado internacional en plazos de uno y dos meses.

**Figura 4.4. Variaciones**



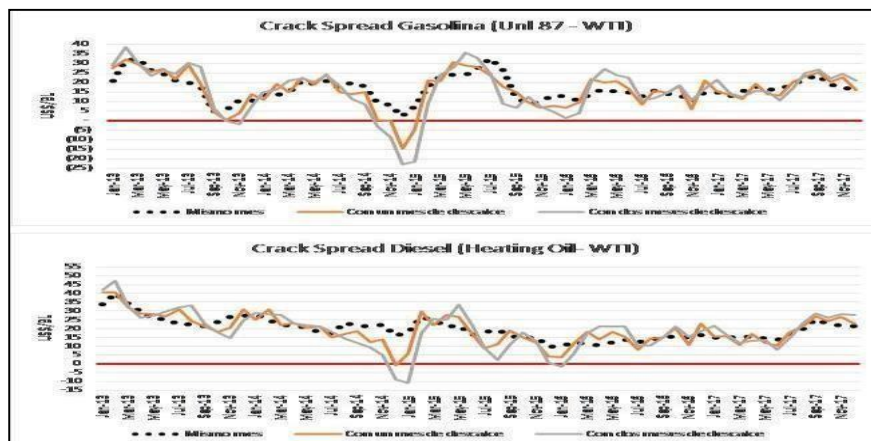


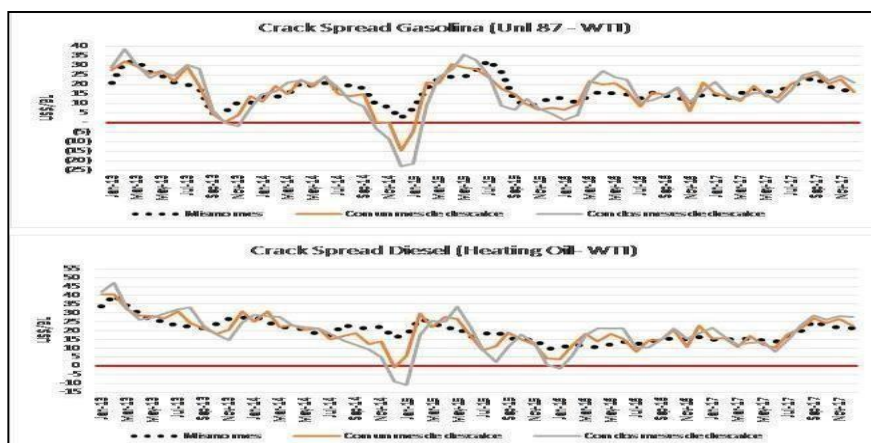
Fuente: Platts.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

En las figuras anteriores se observan que los precios han llegado a variar en un lapso de 2 meses entre 30% y 40%, lo que nos lleva a concluir que tiene una alta volatilidad.

Por otra parte, con el fin de analizar el crack spread, se presenta a continuación la diferencia entre los precios de la gasolina y diésel en el mercado internacional con respecto al crudo. El crack spread viene a significar el margen de refinación. Se han considerado las siguientes tres alternativas: si el producto refinado se vende en el mismo periodo de la compra de crudo, y otras dos considerando un descalce de 1 y 2 meses. En la figura 4.5 se muestra la variación del precio de la gasolina y diésel en comparación con el crudo.

**Figura 4.5. Crack Spread Gasolina y Diésel**





Fuente: Platts.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

En los gráficos anteriores se muestra cómo el desfase entre la compra de crudo y la venta de los productos (gasolina y diésel) puede llevar a la obtención de márgenes de refinación menos estables y en algunos momentos negativos.

Asimismo, podemos observar que el precio de la gasolina es estacional, lo que significa que en los meses de mayor demanda en el hemisferio norte (temporada de manejo entre mayo y agosto) los crack se incrementan, y luego disminuyen significativamente impactando en sus márgenes.

Para el caso del diésel, este también tiene una demanda estacional ya que este se demanda significativamente en los meses de invierno en el hemisferio norte para ser usado en la calefacción (entre octubre y mayo). El margen del diésel no se ve tan fuertemente impactado debido a que la disminución de la demanda interna en EE.UU. es contrarrestada con las exportaciones de diésel a otras latitudes que ingresan a invierno.

## 4.2. Contexto Regional y Casos

La mayoría de las empresas petroleras sudamericanas son estatales e integran todas las actividades de la industria (Upstream, Downstream y Midstream), por lo que no ven necesario efectuar operaciones de cobertura de precios, ya que su presencia en las diferentes actividades de la industria mitiga naturalmente su riesgo (Workshop, 2015).

El caso de Perú y Chile es distinto, sus empresas estatales se encuentran en las actividades de Midstream y Downstream, lo que los deja expuestos al riesgo de precio, ya que tienen que adquirir sus insumos a precios internacionales (Workshop, 2015).

ENAP, empresa estatal de Chile, cuya moneda de presentación y funcional es el Dólar Estadounidense, ha desarrollado un área de manejo de riesgo de precios para protegerse de las fluctuaciones del mercado internacional, llegando a mitigar exitosamente su riesgo de precios (Workshop, 2015).

Petrobras es la compañía estatal en Brasil, cuya moneda de presentación es el Dólar Estadounidense y su moneda funcional es el Real Brasileño. Uno de los riesgos a los que se encuentra expuesta la compañía es el riesgo del precio de los commodities, no emplea instrumentos derivados para cubrir exposiciones a fluctuaciones del precio, aunque sí puede hacer uso de ellos para determinadas transacciones comerciales en el corto plazo (PetroBras, 2017).

EcoPetrol es una compañía residente en Colombia y su moneda funcional es el Peso Colombiano. Los riesgos a que se encuentra expuesta la compañía y las políticas de mitigación establecidas es el riesgo que depende sustancialmente de los precios internacionales del crudo y de los productos refinados, ya que una alta proporción de los ingresos provienen de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados que están indexados a precios internacionales de referencia, tales como el Brent. Para la gestión de este riesgo, el Grupo EcoPetrol cuenta con una guía aprobada por la Junta Directiva que le permite utilizar instrumentos financieros derivados en mercados OTC, no obstante, el Grupo no recurre a estos instrumentos regularmente (Ecopetrol, 2017).

Existen otras compañías de energía que efectúan operaciones de cobertura de precios para eliminar su riesgo de precio. Compañías como Shell, Exxon Mobil, Chevron, etc., tienen sus respectivas áreas de manejo de riesgos para coberturar sus operaciones y además brindar el servicio de asesoría.

### **4.3. Contexto Local**

PETROPERÚ en el mercado local compite con REPSOL (refinador e importador) y con importadores de propiedad de empresas transnacionales que tienen sus respectivas áreas de manejo de riesgo (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017). Asimismo, se ve constantemente monitoreada por los stakeholders para que sus precios sigan la paridad importación.

Por otro lado, PETROPERÚ ha asumido un gran reto con la modernización de su principal refinería, Talara, lo cual le representa una inversión de más de 5,000 millones de dólares, financiada en su mayoría con préstamos y emisiones de bonos, lo que le generará obligaciones de pago significativas en el futuro.

PETROPERÚ viene enfrentando en el mercado local la competencia de importadores que efectúan operaciones de cobertura de sus importaciones, lo que hace imperioso alinearse con estas operaciones para poder competir en igualdad de condiciones.

### **4.4. Macroentorno**

#### ***4.4.1. Social***

El bajo desempeño, la falta de materiales educativos y la infraestructura inadecuada sugieren que se debe invertir más en educación para que esta sea más equitativa y eficiente, refiere ComexPerú. Así, según el INEI, en el año 2016, el acceso a la educación, medido a través de la tasa neta de matrícula, aumentó en los niveles inicial y primaria, hasta alcanzar un 80.7% y un 91.4%, respectivamente. No obstante, para el nivel secundario cayó, del 84.1% en el 2015 al 83.6% en el 2016 (Gestión, 2018).

Por ello, dentro de sus actividades de Política de Responsabilidad Social, PETROPERÚ define la responsabilidad social como un conjunto de prácticas, principios y valores que implican el compromiso de la empresa de tener un comportamiento ético y contribuir al desarrollo y calidad de vida de los grupos de interés.

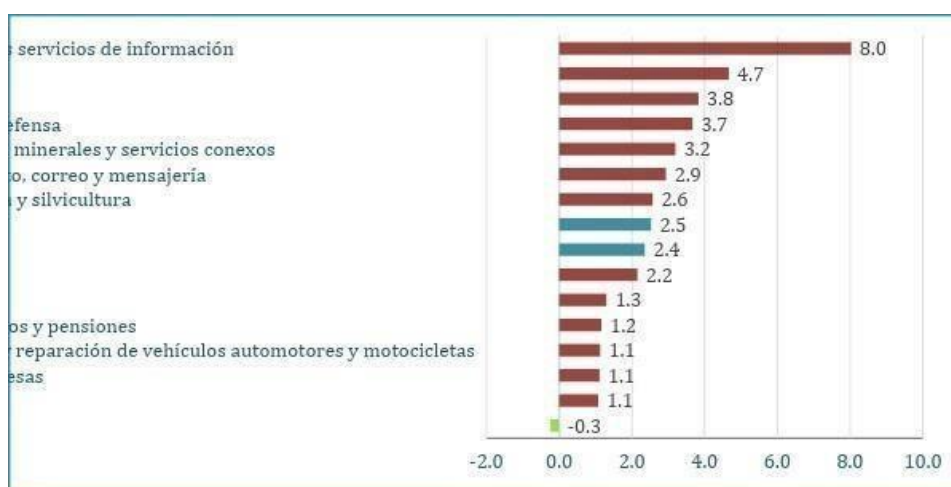
PETROPERÚ desarrolla diversos programas como: Educando para el Mañana, Haciendo Camino, Por una mejor Calidad de Vida, Cuidando Nuestra Comunidad, Conociendo la industria y Somos solidarios, que contribuyen con la educación pública, ofrecen oportunidades de desarrollar actividades económicas, asisten y concientizan a la buena salud, protegiendo, respetando y remediando los principios rectores de derechos humanos. Por otro lado, participó activamente en la Gestión Social de Ilo, Gestión Social Oleoducto Norperuano, Gestión Social Talara y Gestión de Comunicaciones (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

#### 4.4.2. Económicos

En el año 2017, la economía creció 2.5 %, por debajo de lo que el Gobierno esperaba (2.7%). El crecimiento se sustentó en la evolución favorable de telecomunicaciones y otros servicios de información (8%), pesca y acuicultura (4.7%), otros servicios (3.8%), administración pública y defensa (3.7%), extracción de petróleo, gas y minerales (3.2%), transporte, almacenamiento, correo y mensajería (2.9%), agricultura, ganadería, caza y silvicultura (2.6%), construcción (2.2%), alojamiento y restaurantes (1.3%), las actividades de comercio, servicios prestados a empresas y electricidad, gas y agua (1.1%). Se registra una disminución en la actividad manufactura (-0.3%), (INEI, 2017).

En la figura 4.6 se muestra el resultado del PBI para el año 2017.

**Figura 4.6. PBI según actividad económica 2017 (bases 2017)**



Fuente: INEI.

Elaboración: Autores de esta tesis.

La actividad de minería e hidrocarburos avanzó 3.2% en comparación al año 2016. En diciembre del 2017 creció 5.55% por la mayor actividad del subsector minería metálica (6.6%), en tanto que disminuyó la actividad de hidrocarburos (-0.32%). Destacaron los productos mineros como el hierro (46.1%), molibdeno (16.6%), cobre (7.4%), zinc (3.8%) y plata (2%) por el alza de los precios internacionales. En el subsector hidrocarburos disminuyó la producción de líquidos de gas natural (-6.8%) y gas natural (-8.8%); sin embargo, aumentó la producción de petróleo crudo (25.7%) (Gestión, 2018).

Según la Memoria Anual (2017), PETROPERÚ generó recursos para el Estado por un total de 1,476.1 MMUS\$, 168.7 MMUS\$ por operaciones propias y 1,307.5 MMUS\$ como agente recaudador del impuesto selectivo al consumo, impuesto general a las ventas, impuesto a la renta y contribuciones retenidas al personal. En tanto que PETROPERÚ S.A. aplicó un crédito fiscal por un total de 1,362.2 MMUS\$ correspondiente al impuesto selectivo al consumo e impuesto general a las ventas pagados en sus adquisiciones.

Así mismo, vemos la disminución en la producción de petróleo crudo por la disminución en la actividad de la explotación de reservas nacionales. Esto genera un déficit del crudo para satisfacer la demanda, obligando a PETROPERÚ a importar en gran parte el producto refinado. En la figura 4.7 se muestra la evolución de la producción de petróleo en el Perú.

**Figura 4.7. Producción fiscalizada de Petróleo del 2008 al 2017**



Fuente: INEI.

Elaboración: Autores de esta tesis.



#### ***4.4.3. Político económico***

Las políticas macroeconómicas aplicadas desde mediados de la década de los 90, la apertura al comercio y un creciente entorno económico internacional permitieron la prosperidad del país; todo ello soportado por mejoras en la seguridad básica y estabilidad política, las cuales sentaron las condiciones para conseguir estos logros (Porter, 2010).

La inestabilidad política generado por la corrupción, y por ser PETROPERÚ una empresa estatal, hace que los procesos de toma de decisiones sean cada vez más complejos y burocráticos, dependientes de muchos actores y entidades públicas para las aprobaciones de nuevas inversiones y/o continuidad de proyectos estancados.

Es por ello que el desarrollo del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara fue cuestionado por diversos factores (principalmente Responsabilidad Social) y ha estado en agenda desde hace mucho tiempo en los diferentes partidos políticos que han tenido el poder. Encontró su desarrollo con más fuerza en el Gobierno de Ollanta Humala, que prometió a la autoridad de Talara y a los sindicatos de los trabajadores llevar adelante el proyecto de modernización.

El llevar a cabo el proyecto fue una decisión netamente política del Estado, ya que este ha requerido la intervención de los técnicos, consejeros políticos y comunicadores del Gobierno de Ollanta Humala. Por un lado, estaba el hecho de satisfacer a la población, autoridades, sindicatos generando rédito social y económico a la ciudadanía del norte del país y; por otro lado, está el hecho de hacer un proyecto sostenible en el tiempo, que sea políticamente muy sólido, que no presente aristas que puedan ocasionar denuncias en el futuro.

#### ***4.4.4. Tecnológico***

La gestión por procesos, tanto en el ámbito público (con la Ley de Modernización del Estado) como en el sector privado, ya se está formalizando naturalmente. Para incorporar tecnología es necesario que las organizaciones trabajen la innovación de procesos (Morris, 2017).

Una de las mejoras en el desarrollo del Proyecto de Modernización de La Refinería Talara (PMRT) está asociado con la legislación del Perú (DS 038-2016), que obliga la reducción progresiva en el diésel del contenido de azufre de 2500-3000 hasta 50 ppm para todas las refinerías, con la finalidad de salvaguardar la calidad del aire y la salud pública. Ante esta obligación surge la necesidad de la desulfuración, es por ello que PETROPERÚ comienza a preparar proyectos con esta base.

El PMRT involucra la construcción de una nueva refinería, con plantas de procesos de mayor capacidad que las actuales, con una unidad de destilación primaria de 95 mil barriles por día, nuevas instalaciones para la desulfuración de los combustibles, la producción asociada de ácido sulfúrico y la producción de combustibles en procesos de conversión profunda (utilización de nueva tecnología). Con relación al esquema de refinación con procesos de conversión profunda, resalta la Unidad de Flexicoking, que permitirá obtener productos como gas de bajo poder calorífico, utilizable en hornos y calderos o para la autogeneración de energía eléctrica, añadiendo un valor significativo al proceso integral. Es importante precisar que a nivel mundial solo las refinerías con esquema de refinación avanzado cuentan con este proceso y la refinería de Talara será la primera refinería en contar con estas modernas tecnologías en América Latina. El PMRT es el principal proyecto del norte peruano que, en adición a sus beneficios en la salud humana y calidad de aire limpio, tendrá un impacto económico y social que se distribuirá no solo en la región Piura, sino también en las regiones vecinas (Gestión, 2014).

#### **4.4.5. Ecológico**

Se estima que el costo anual de la degradación ambiental bordea el 3.9 % del PBI (el equivalente a S/. 8,200 millones). Durante las últimas décadas, el Perú ha realizado avances significativos en gestión ambiental, estableciendo un marco institucional, implementando reformas legales y promoviendo iniciativas destinadas a mantener la calidad del ambiente. Los problemas ambientales, como la deficiente calidad del aire y del agua, los inadecuados sistemas de abastecimiento de agua y de saneamiento y las malas condiciones higiénicas, causan en el Perú un considerable número de enfermedades y muertes, sobre todo en la población más pobre, significando una enorme pérdida de capital humano (Bóveda, 2006).

Como parte de sus actividades en Gestión Ambiental, PETROPERÚ cuenta con la Política Integrada de Gestión de la Calidad, Ambiente, Seguridad y Salud en el Trabajo, que tiene como propósito asegurar la calidad de sus productos y servicios a satisfacción de los clientes, siguiendo normas de cuidado y protección del ambiente, la integridad física, la salud y la calidad de vida de sus trabajadores, la de sus colaboradores directos y la de otras personas que puedan verse afectadas por sus operaciones. Asimismo, promueve el fortalecimiento de las relaciones con la comunidad de su entorno, realizando esfuerzos para que su actividad sea social y ambientalmente sostenible y trabajando constantemente por reducir los posibles impactos negativos (PETROPERÚ, 2014).

Por mencionar, el desarrollo del Proyecto Modernización de Refinería Talara trae grandes beneficios para la región norte y el país, como la preservación de la calidad del aire, ya que producirá y comercializará combustibles con bajo contenido de azufre (50 ppm), producirá diésel 2 que será 40 veces más limpio, lo cual permitirá ser más amigable con el medio ambiente. Por otro lado, mejorará la recuperación y uso racional de la energía (Proyecto Modernización de Refinería Talara, 2018).

## **4.5. Microentorno**

### **4.5.1. La empresa**

PETROPERÚ es una empresa de propiedad del Estado y de derecho privado dedicada al transporte, refinación, distribución y comercialización de combustibles y otros productos derivados del petróleo (PETROPERÚ, 2014).

En la actualidad, la empresa no cuenta con un área funcional que maneje los riesgos de variación de precios de commodities, que a través de políticas institucionales relacione los aspectos legales, comerciales, contables y de trading. A continuación, en la figura 4.8 se muestra el estado de resultados integrales de PETROPERÚ para los años 2014, 2015, 2016 y 2017.

**Figura 4.8. Estado de Resultados Integrales (MMUS\$).**

**Estado de Resultados Integrales (MM US\$)**

Descripcion	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017
Ingresos Totales	4,459	3,527	3,390	4,052
Costo de ventas	-4,178	-2,928	-2,835	-3,462
Gasto de ventas y administrativos	-251	-290	-305	-324
Otros Ingresos (egresos)	-49	-26	-144	33
Provisiones pension de jubilacion	-22	-3	0	0
<b>Utilidad / Perdida Operativa</b>	<b>-42</b>	<b>280</b>	<b>106</b>	<b>299</b>
Ingresos y gastos financieros	-55	-70	-1	-51
IGV corriente y diferido	32	-61	-64	-63
<b>Utilidad Neta</b>	<b>-65</b>	<b>149</b>	<b>41</b>	<b>185</b>



Fuente: PETROPERÚ, Memoria Anual, 2015-2016 y 2017.

Elaboración: Autores de esta tesis.

La utilidad operativa de PETROPERÚ del año 2015 al año 2017 fueron positivas con resultados variables decrecientes y crecientes, esto se debió a las variaciones del precio del petróleo y sus derivados. La demanda de los productos en estos años fue creciente, de 131 MBDC (año 2015) a 145 MBDC (año 2016) del volumen de ventas.

La utilidad operativa de PETROPERÚ del año 2014 con respecto al año 2015 tuvo un resultado negativo, debido a que los costos de ventas fueron superior al año 2013 por la realización de inventarios adquiridos a precios en alza. El precio promedio de cierre del año 2014 fue de 79.6 US\$/bbl versus el precio promedio de cierre del año 2013 de 112.34 US\$/bbl (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2014).

La adquisición de petróleo crudo al alza puede generar resultados operativos negativos, es por ello que se hace necesario el uso de instrumentos financieros que puedan mitigar el riesgo por aumento y caída de precios de compra y venta, respectivamente.

#### **4.5.2. Competencia**

Hasta el año 1993 PETROPERÚ tuvo el monopolio de la industria petrolera en el Perú, integrando las actividades de Upstream (exploración y producción de petróleo) y Downstream (refinerías, plantas y terminales de venta y estaciones de servicio). En ese año se inició el proceso de privatización, concesionando los lotes de producción de petróleo y los terminales y plantas de ventas (PETROPERÚ, Memoria anual, 2017).

En el año 1996 se privatizan las estaciones de servicio (grifos) y la refinería La Pampilla (ahora REPSOL), esta última fue su principal activo, la cual se ubica en Lima, principal mercado de consumo con más del 40% de la demanda nacional (Memoria anual, 2017).

PETROPERÚ mantuvo la Refinería de Talara (capacidad de 65 MBDC), su principal activo actualmente; la de Conchán (13 MBDC), importante por su ubicación en el sur de Lima para poder hacer frente a REPSOL en el mercado de Lima y la de Iquitos (11 MBDC) (PETROPERÚ, Memoria anual, 2017).

Desde el año 2009 se tiene la presencia de un nuevo actor en el mercado, PBF, empresa que construyó una planta de importación y almacenamiento de combustibles en Ventanilla, muy cerca de la Refinería La Pampilla de Repsol (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

En la actualidad, dos compañías más tienen planes de construir terminales para importación, PECSA (mayorista) y Trafigura (uno de los mayores traders mundiales), que ingresará con la marca Puma (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

Actualmente, el mercado está repartido con un 51% para PETROPERÚ, un 45% para REPSOL y 4% PBF (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

#### **4.5.3. Proveedores**

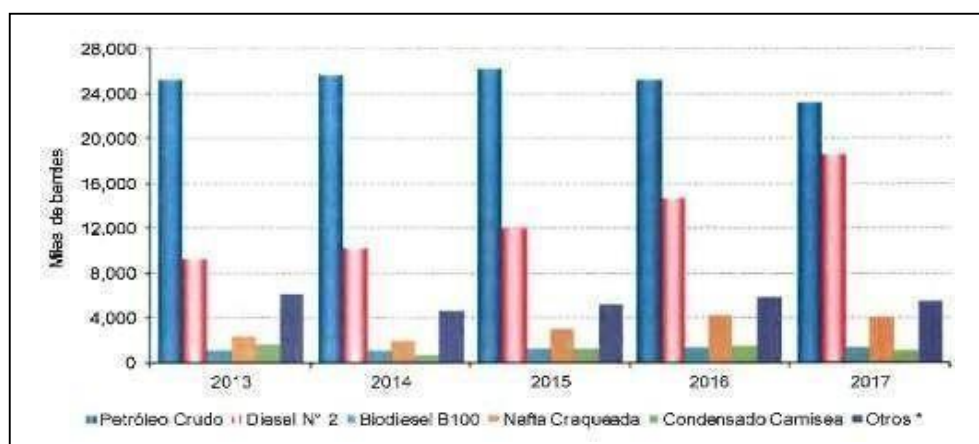
PETROPERÚ cuenta con cuatro refinerías a nivel nacional y la refinación es el tercer eslabón dentro de su cadena de valor, la más importante refinería es la de Talara,

a donde llega el crudo que se transforma en producto terminado (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

Para la obtención de su principal insumo para sus refinerías, en las cuales procesan y mezclan el crudo con productos intermedios, recurre al mercado nacional e internacional. Como se sabe, el mercado nacional se abastece de la zona de Talara y también, pero en menor medida, emplea el petróleo crudo de la selva norte del país (Mayna y Cepsa) y en el mercado internacional el principal proveedor de Perú es el país vecino de Ecuador, seguido de Estados Unidos y Colombia. Para el año 2017, las compras de crudo disminuyeron en 8% con respecto al año anterior, debido a las menores adquisiciones de crudo Oriente y Sapinhoa por la reducción de las unidades de procesamiento para controlar los inventarios de diésel de alto azufre (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

Respecto a la adquisición de productos ya refinados, estos fueron mayores en 11% al año anterior, debido a que las importaciones de diésel 2 ULS debían atender el cumplimiento del D.S. N° 038-2016-EM (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017). En la figura 4.9 se muestra la evolución de la compra de crudo y productos refinados en PETROPERÚ.

**Figura 4.9 Compra de crudos y productos refinados**



Fuente: PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

#### **4.5.4. Clientes**

PETROPERÚ, una vez refinado el petróleo crudo, lo distribuye y comercializa a través de los vendedores mayoristas, estaciones de servicio independientes y consumidores directos.

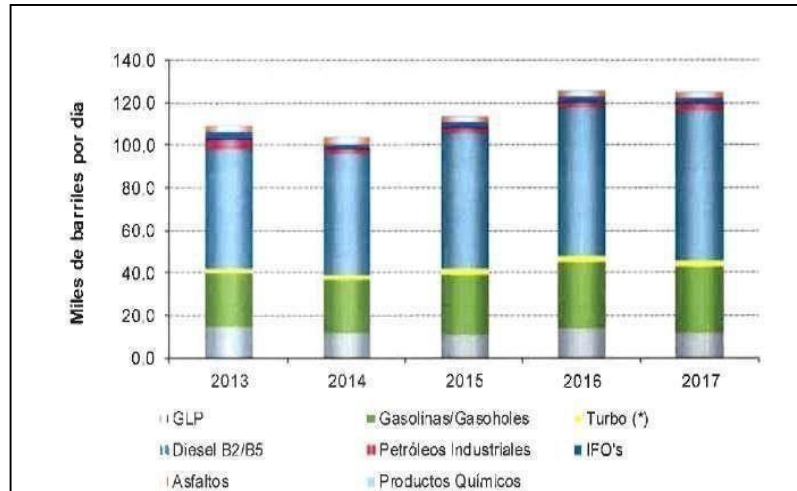
Inicialmente, cuando se abrió el mercado eran Mobil, Texaco, Shell, Pecsá, Repsol, y luego de la retirada de los majors de este negocio en Sudamérica, se terminó recomponiendo el mercado. Ahora se tiene a Petrored, Repsol, Pecsá, Primax, Petroamérica, PBF, entre otros.

**Mercado interno.** - La participación de PETROPERÚ en el mercado interno de combustibles ascendió al 50%, manteniendo así el liderazgo en gasolinas / gasoholes con el 65%, diésel con el 60% y petróleos industriales con el 67% (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

El volumen total de ventas del año 2017 se redujo en comparación con el año 2016, esto como consecuencia de las menores ventas de GLP a clientes mayoristas. Las ventas de gasolina / gasoholes se incrementaron como consecuencia del aumento del consumo de los grifos y estaciones de servicios afiliadas a la marca PETROPERÚ S.A. y de las Fuerzas Armadas. Asimismo, las ventas de turbo A1 y petróleo industrial aumentaron, en el último caso por mayores ventas a clientes de los sectores agropecuario, agroindustrial, electricidad y a empresas petroleras (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

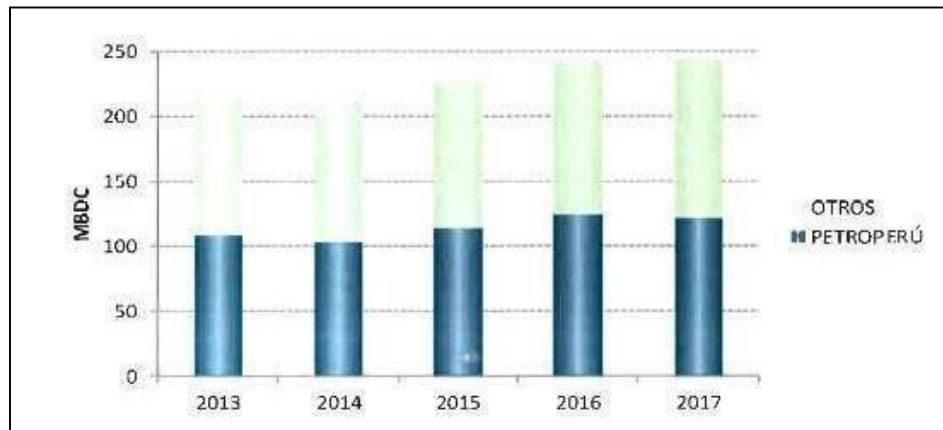
La cadena de servicios de PETROPERÚ, llamada Petrored, aumentó en el 2017 su cantidad de estaciones a 667, con ello aumentó su promedio de venta anual en 2% (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017). En las figuras 4.10, 4.11 y 4.12 se muestran la evolución de las ventas y el número de estaciones de servicios de productos refinados en PETROPERÚ.

**Figura 4.10 Ventas en el mercado interno**



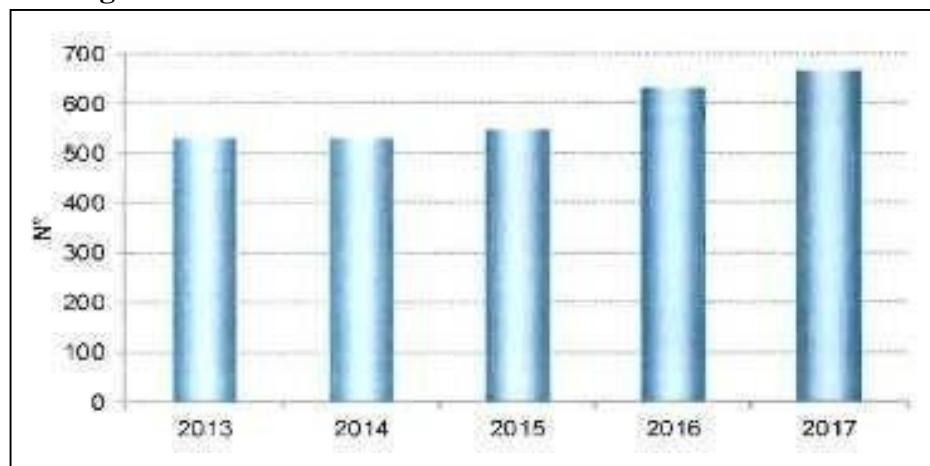
Fuente: PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 4.11. Venta nacional de combustible líquido**



Fuente: PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 4.12. Número de estaciones de servicio de Petrored**



Fuente: PETROPERÚ – Memoria Anual 2017.  
Elaboración: Autores de esta tesis.



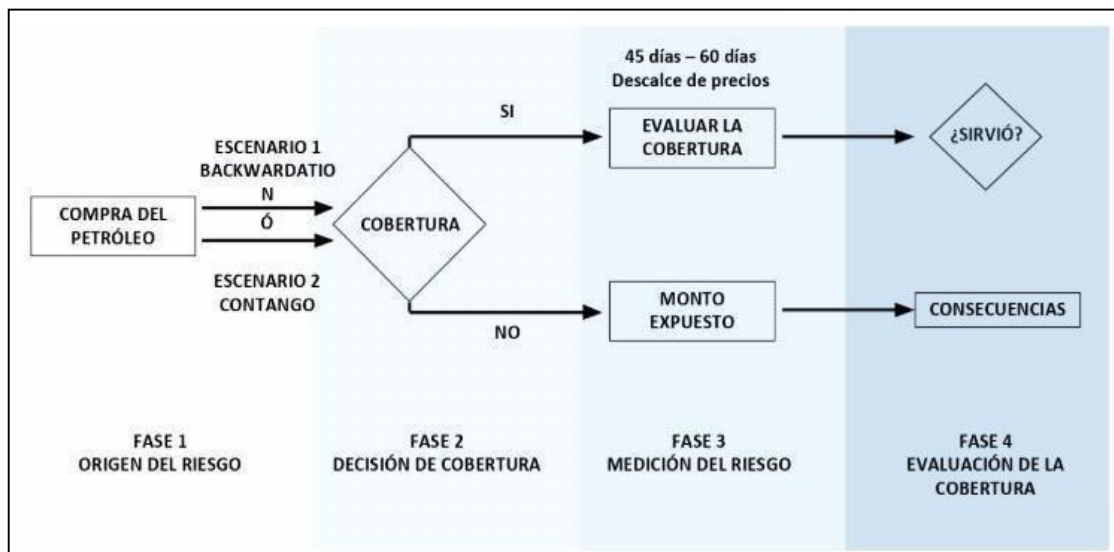
**Mercado externo.** - Las exportaciones de productos refinados de PETROPERÚ se incrementaron en un 3%, como consecuencia de los mayores excedentes de nafta virgen, así como de diésel, a raíz de la entrada en vigencia del nuevo Decreto Supremo que hace obligatorio la comercialización de diésel B5 de bajo azufre en diversas zonas (PETROPERÚ, Memoria Anual, 2017).

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

PETROPERÚ es una empresa que compra el crudo y derivados; en este sentido, el origen del riesgo comienza desde la compra a un precio CIF y se propaga en forma proporcional al tiempo que mantenga al subyacente hasta la venta final, sea en forma directa o a través de una refinación.

Para la obtención de resultados, se trabajó un sistema de monitoreo que relaciona el origen del riesgo, como la transmisión del mismo a través de toda la empresa. El monitoreo del riesgo se muestra en la figura 5.1.

**Figura 5.1. Evaluación de coberturas**



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

La figura 5.1 muestra las fases del proceso para mitigar el riesgo de precio, se comienza por detectar el riesgo implícito en la volatilidad del precio del petróleo.

Como se sabe del Capítulo IV, este commodity es uno de los más volátiles, que, por lo general, no sólo se mueven en función a la oferta y demanda, sino que puede ser afectado por movimientos de las principales divisas, USD y EUR, por ejemplo.

El nivel de precio en relación a los valores futuros del precio del crudo y sus derivados determinarán las posiciones iniciales (Fase 1), tanto en Backwardation como

para Contango, como se menciona en el Capítulo II. Como el objetivo es mitigar el riesgo a través de una posición en un instrumento derivado, esta fase (Fase 2) involucra una decisión de tomar o no una cobertura.

Si se decide por realizar la cobertura, el proceso continúa hacia adelante; mientras que, si no se desea hacer la cobertura, el proceso termina en esta segunda fase. La siguiente fase corresponde a los días de descalce de precios, por lo general, entre 45 y 60 días, es decir, las variaciones de los precios de compra y venta. Esta fase termina cuando llega el día final, el cual se puede considerar como el día de la maduración del contrato derivado (Fase 3).

La última fase (Fase 4) involucra un análisis de las pérdidas mitigadas gracias a la cobertura anteriormente tomada. En esta parte, se realiza un análisis cualitativo de las decisiones previamente tomadas en función a los resultados de la mitigación del riesgo y se termina con la decisión de continuar o tomar otra cobertura. El proceso termina con un análisis cuantitativo de las consecuencias en los estados de resultados.

En adelante se mostrarán los resultados de los análisis cualitativos y cuantitativos explicados en la sección metodológica.

### **5.1. Resultados Cualitativos**

Según la evaluación diseñada por el grupo de investigación, se concluye que el instrumento financiero Time Spread Swap es el que tiene una mayor aceptación, debido a que se ajusta a las necesidades y competencias de una empresa estatal como PETROPERÚ. En la tabla 5.1 se muestran los resultados que sustentan lo indicado.

**Tabla 5.1. Ponderación para la determinación del instrumento derivado**

Descripción	Objetivo de la cobertura	Riesgo de contraparte	Administración	Riesgo crediticio para la empresa	Riesgo base	Customerizado	Costo	Puntaje ponderado
Instrumento /Ponderación	40%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	100%
Time swap spread	4	3	5	3	5	5	5	4,2
Swap	4	3	4	3	5	5	5	4,1
Futuros	4	5	3	5	3	1	5	3,8
Call	3	3	5	3	5	5	2	3,5
Put	3	3	5	3	5	5	2	3,5
Collar	2	3	5	3	5	5	5	3,4

Escala del 1 al 5, siendo 5 lo optimo.

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

El resultado determina la importancia hacia dos de los instrumentos derivados, una de ellas es el Time Spread Swap y el otro fue el Swap, siendo los resultados más relevantes para el primero de los mencionados por el puntaje obtenido de 4.2 de promedio. La diferencia entre uno y otro a favor del primero radica en que este tiene la posibilidad de tomar un contango en un momento anterior a la formación de precio de compra que sea el más favorable.

## 5.2. Resultados Cuantitativos

Inicialmente se mostrarán los resultados del Test de Dickey Fuller a la serie de precios del crudo y sus derivados.

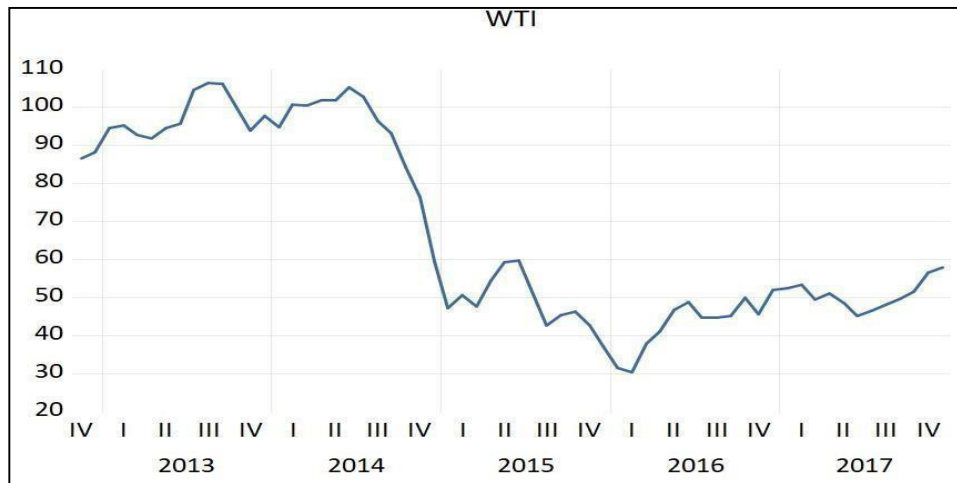
### 5.2.1. Resultados del análisis de estacionariedad de las variables (Test de Dickey Fuller).

A continuación se presentarán los resultados para cada una de la series de precios para el crudo, gasolina y diésel.

#### 5.2.1.1.- Resultados para el crudo.

Como se observa en las figuras 5.2 y 5.3, el precio del crudo es una variable no estacionaria por presentar fluctuaciones de subidas y bajadas.

**Figura 5.2. Evolución del precio del Crudo - 2013 a 2017**



Fuente: Platts.

Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 5.3. Resultado Test de Dickey Fuller**

Null Hypothesis: WTI has a unit root  
 Exogenous: Constant  
 Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.287280	0.6301
Test critical values:		
1% level	-3.544063	
5% level	-2.910860	
10% level	-2.593090	

\*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(WTI)  
 Method: Least Squares  
 Date: 10/12/18 Time: 21:26  
 Sample (adjusted): 2013M01 2017M12  
 Included observations: 60 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
WTI(-1)	-0.031299	0.024314	-1.287280	0.2032
D(WTI(-1))	0.384137	0.121629	3.158270	0.0025
C	1.793193	1.749912	1.024733	0.3098

R-squared	0.162107	Mean dependent var	-0.504592
Adjusted R-squared	0.132707	S.D. dependent var	5.034185
S.E. of regression	4.688264	Akaike info criterion	5.976708
Sum squared resid	1252.850	Schwarz criterion	6.081426
Log likelihood	-176.3013	Hannan-Quinn criter.	6.017669
F-statistic	5.513887	Durbin-Watson stat	2.051691
Prob(F-statistic)	0.006470		

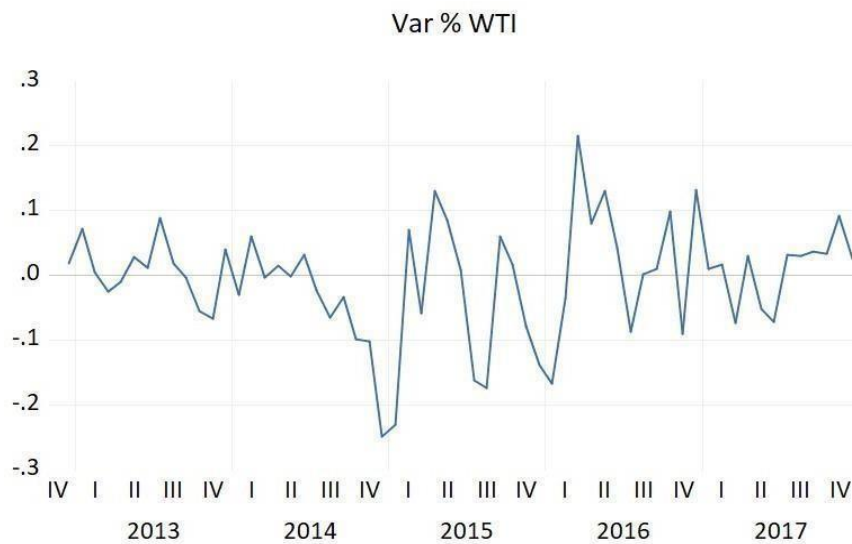
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Con un nivel de confianza del 95% no se puede rechazar la hipótesis nula, el valor p-value 0.6301 es mayor que el nivel de significación definido (0.05). Por otro lado, se

puede ver que el valor estadístico de Dickey Fuller  $-1.287280$  es mayor que  $-2.910860$  al 95% de nivel de confianza. Por tanto, se concluye que la variable precio del crudo tiene una raíz unitaria, es decir, la variable es no estacionaria.

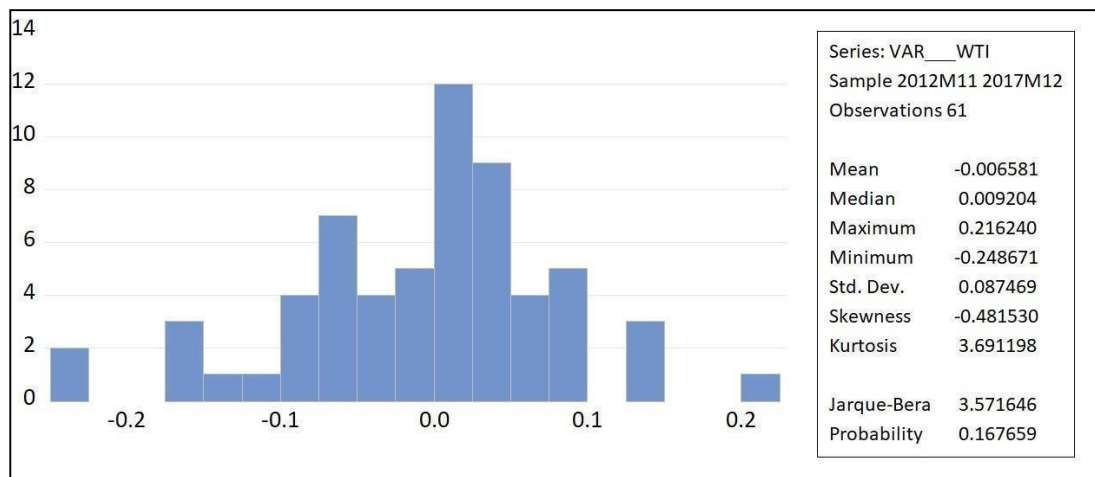
Para buscar la estacionariedad de la variable se utiliza la primera diferencia del precio del crudo, y se realiza la Prueba de Dickey Fuller, cuyos resultados se muestran en las figuras 5.4, 5.5 y 5.6.

**Figura 5.4. Diferencias % del precio del Crudo – 2013 a 2017**



Fuente: Platts.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 5.5. Distribución de las diferencias precio del Crudo – 2013 a 2017**



Fuente: Platts.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 5.6 Resultado del Test de Dickey Fuller de la primera diferencia**

Null Hypothesis: D(WTI) has a unit root  
 Exogenous: Constant  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.160449	0.0001
Test critical values:		
1% level	-3.544063	
5% level	-2.910860	
10% level	-2.593090	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(WTI,2)  
 Method: Least Squares  
 Date: 10/12/18 Time: 21:29  
 Sample (adjusted): 2013M01 2017M12  
 Included observations: 60 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(WTI(-1))	-0.628985	0.121886	-5.160449	0.0000
C	-0.318960	0.611718	-0.521417	0.6041

R-squared	0.314666	Mean dependent var	-0.004258
Adjusted R-squared	0.302850	S.D. dependent var	5.646704
S.E. of regression	4.714746	Akaike info criterion	5.972032
Sum squared resid	1289.272	Schwarz criterion	6.041844
Log likelihood	-177.1610	Hannan-Quinn criter.	5.999339
F-statistic	26.63024	Durbin-Watson stat	2.028214
Prob(F-statistic)	0.000003		

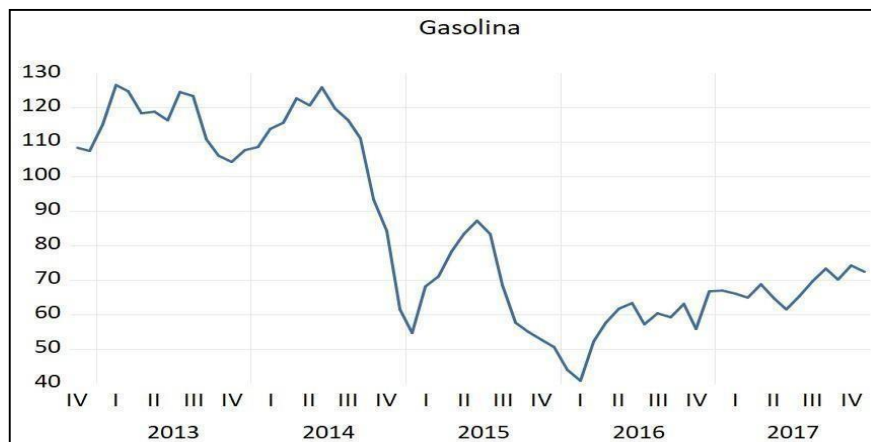
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Con un nivel de confianza del 95% se rechaza la hipótesis nula, el valor p-value 0.0001 es menor que el nivel de significación definido (0.05). Por otro lado, se puede ver que el valor estadístico de Dickey Fuller -5.160449 es menor que -2.910860 al 95% de nivel de confianza. Por tanto, se concluye que las series de la primera diferencia del precio del crudo no tiene una raíz unitaria, es decir, la variable es estacionaria.

### **5.2.1.2.- Resultados para la gasolina.**

Como se observa en las figuras 5.7 y 5.8, el precio de la gasolina es una variable no estacionaria por presentar fluctuaciones de subidas y bajadas.

**Figura 5.7 Evolución del precio de la gasolina – 2013 a 2017**



Fuente: Platts.

Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 5.8 Resultado Test de Dickey Fuller**

Null Hypothesis: GASOLINA has a unit root  
 Exogenous: Constant  
 Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.507265	0.5232
Test critical values:		
1% level	-3.544063	
5% level	-2.910860	
10% level	-2.593090	

\*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(GASOLINA)  
 Method: Least Squares  
 Date: 10/12/18 Time: 21:27  
 Sample (adjusted): 2013M01 2017M12  
 Included observations: 60 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
GASOLINA(-1)	-0.048727	0.032328	-1.507265	0.1373
D(GASOLINA(-1))	0.337161	0.123960	2.719925	0.0086
C	3.700477	2.854987	1.296145	0.2001
R-squared	0.134882	Mean dependent var		-0.584500
Adjusted R-squared	0.104527	S.D. dependent var		6.996658
S.E. of regression	6.620899	Akaike info criterion		6.667046
Sum squared resid	2498.669	Schwarz criterion		6.771763
Log likelihood	-197.0114	Hannan-Quinn criter.		6.708007
F-statistic	4.443480	Durbin-Watson stat		1.999937
Prob(F-statistic)	0.016093			

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

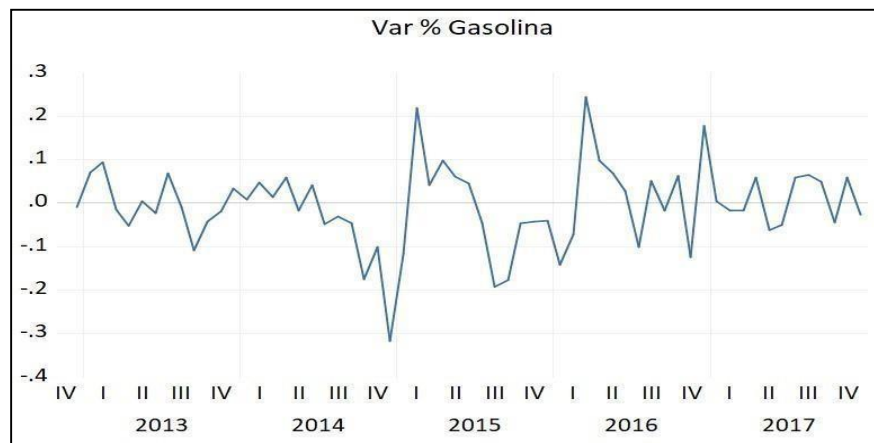
Con un nivel de confianza del 95% no se puede rechazar la hipótesis nula, el valor p-value 0.5232 es mayor que el nivel de significación definido (0.05). Por otro lado, se



puede ver que el valor estadístico de Dickey Fuller  $-1.507265$  es mayor que  $-2.910860$  al 95% de nivel de confianza. Por tanto, se concluye que la variable precio de la gasolina tiene una raíz unitaria, es decir, la variable es no estacionaria.

Para buscar la estacionariedad de la variable se utiliza la primera diferencia del precio de la gasolina, y se realiza la Prueba de Dickey Fuller, cuyos resultados se muestran en las figuras 5.9, 5.10 y 5.11.

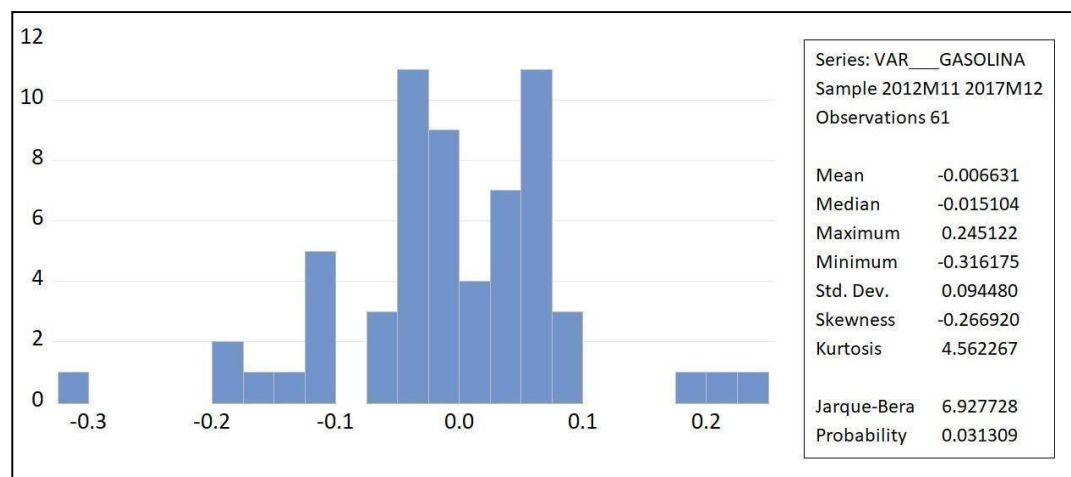
**Figura 5.9 Diferencias % del precio de la gasolina – 2013 a 2017**



Fuente: Platts.

Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 5.10 Distribución de las diferencias del precio de gasolina – 2013 a 2017**



Fuente: Platts.

Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 5.11 Resultado del Test de Dickey Fuller de la primera diferencia**

Null Hypothesis: D(GASOLINA) has a unit root  
 Exogenous: Constant  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.482967	0.0000
Test critical values:		
1% level	-3.544063	
5% level	-2.910860	
10% level	-2.593090	

\*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(GASOLINA,2)  
 Method: Least Squares  
 Date: 10/12/18 Time: 21:30  
 Sample (adjusted): 2013M01 2017M12  
 Included observations: 60 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(GASOLINA(-1))	-0.683048	0.124576	-5.482967	0.0000
C	-0.403996	0.866983	-0.465979	0.6430

R-squared	0.341380	Mean dependent var	-0.015000
Adjusted R-squared	0.330025	S.D. dependent var	8.177070
S.E. of regression	6.693098	Akaike info criterion	6.672796
Sum squared resid	2598.258	Schwarz criterion	6.742607
Log likelihood	-198.1839	Hannan-Quinn criter.	6.700103
F-statistic	30.06292	Durbin-Watson stat	1.977541
Prob(F-statistic)	0.000001		

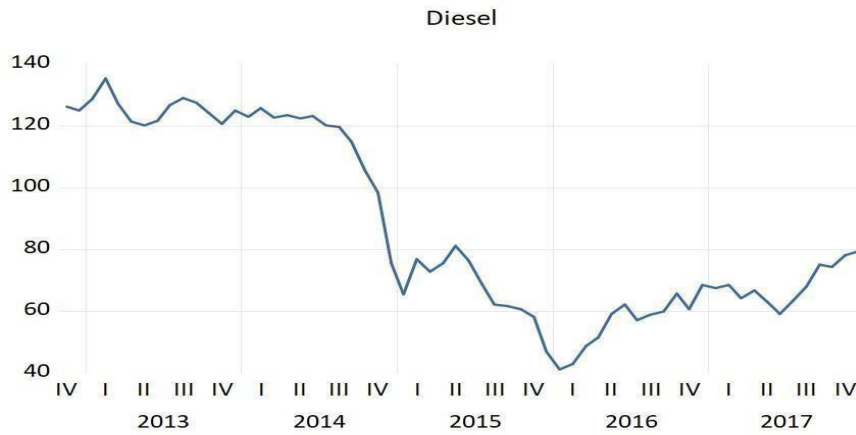
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Con un nivel de confianza del 95% se rechaza la hipótesis nula, el valor p-value 0.0001 es menor que el nivel de significación definido (0.05). Por otro lado, se puede ver que el valor estadístico de Dickey Fuller -5.482967 es menor que -2.910860 al 95% de nivel de confianza. Por tanto, se concluye que las series de la primera diferencia del precio de la gasolina no tiene una raíz unitaria, es decir, la variable es estacionaria.

### 5.2.1.3.- Resultados para el diésel.

Como se observa en las figuras 5.12 y 5.13, el precio del diésel es una variable no estacionaria por presentar fluctuaciones de subidas y bajadas.

Figura 5.12. Evolución del precio del diésel – 2013 a 2017



Fuente: Platts.

Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 5.13. Resultado Test de Dickey Fuller**

Null Hypothesis: DIESEL has a unit root  
 Exogenous: Constant  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.268856	0.6386
Test critical values:		
1% level	-3.542097	
5% level	-2.910019	
10% level	-2.592645	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(DIESEL)  
 Method: Least Squares  
 Date: 10/12/18 Time: 21:28  
 Sample (adjusted): 2012M12 2017M12  
 Included observations: 61 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DIESEL(-1)	-0.030592	0.024110	-1.268856	0.2095
C	1.923313	2.239320	0.858883	0.3939
R-squared	0.026563	Mean dependent var		-0.766230
Adjusted R-squared	0.010064	S.D. dependent var		5.669274
S.E. of regression	5.640673	Akaike info criterion		6.330121
Sum squared resid	1877.215	Schwarz criterion		6.399330
Log likelihood	-191.0687	Hannan-Quinn criter.		6.357245
F-statistic	1.609995	Durbin-Watson stat		1.510221
Prob(F-statistic)	0.209476			

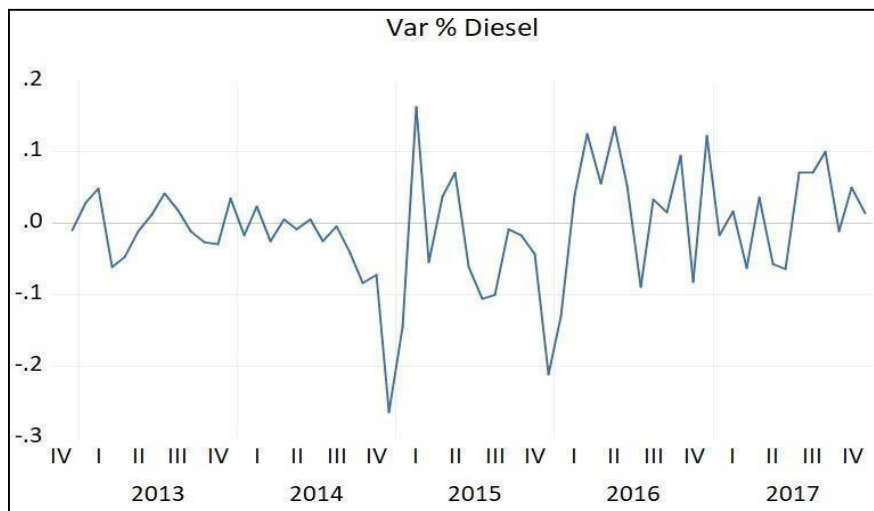
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Con un nivel de confianza del 95% no se puede rechazar la hipótesis nula, el valor p-value 0.6386 es mayor que el nivel de significación definido (0.05). Por otro lado, se puede ver que el valor estadístico de Dickey Fuller -1.268856 es mayor que -2.910019

al 95% de nivel de confianza. Por tanto, se concluye que la variable precio del diésel tiene una raíz unitaria, es decir, la variable es no estacionaria.

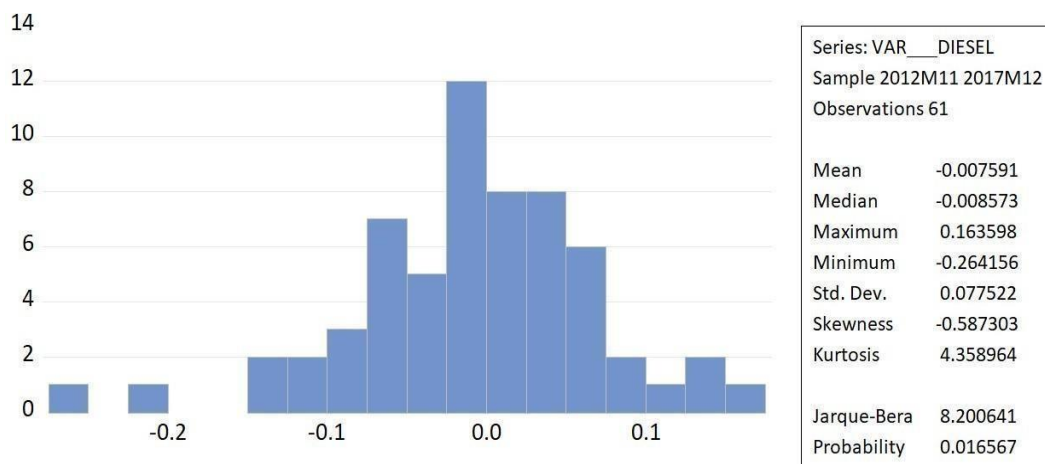
Para buscar la estacionaridad de la variable se utiliza la primera diferencia del precio del diésel (ULSD) y se realiza la Prueba de Dickey Fuller, cuyos resultados se muestran en las figuras 5.14, 5.15 y 5.16.

**Figura 5.14. Diferencias % del precio del diésel – 2013 a 2017**



Fuente: Platts.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 5.15. Distribución de las diferencias precio del diésel - 2013 a 2017.**



Fuente: Platts  
Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 5.16. Resultado del Test de Dickey Fuller de la primera diferencia**

Null Hypothesis: D(DIESEL) has a unit root  
 Exogenous: Constant  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.945527	0.0000
Test critical values:		
1% level	-3.544063	
5% level	-2.910860	
10% level	-2.593090	

\*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(DIESEL,2)  
 Method: Least Squares  
 Date: 10/12/18 Time: 21:31  
 Sample (adjusted): 2013M01 2017M12  
 Included observations: 60 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(DIESEL(-1))	-0.758287	0.127539	-5.945527	0.0000
C	-0.566199	0.729487	-0.776161	0.4408

R-squared	0.378678	Mean dependent var	0.039167
Adjusted R-squared	0.367965	S.D. dependent var	7.038020
S.E. of regression	5.595269	Akaike info criterion	6.314485
Sum squared resid	1815.808	Schwarz criterion	6.384297
Log likelihood	-187.4346	Hannan-Quinn criter.	6.341792
F-statistic	35.34929	Durbin-Watson stat	1.982196
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

Con un nivel de confianza del 95% se rechaza la hipótesis nula, el valor p-value 0.0000 es menor que el nivel de significación definido (0.05). Por otro lado, se puede ver que el valor estadístico de Dickey Fuller -5.945527 es menor que -2.910860 al 95% de nivel de confianza. Por tanto, se concluye que las series de la primera diferencia del precio del diésel no tiene una raíz unitaria, es decir, la variable es estacionaria.

### 5.2.2. Estimación histórica.

En la tabla 5.2 se presenta el resultado del análisis de la estimación histórica para la variación de precios de compra y venta del crudo y sus derivados.

**Tabla 5.2. Indicadores de riesgo, pérdidas máximas – Estimación histórica (MUS\$)**

Descripción	Sin cobertura / Sin descalce	Sin cobertura / Con descalce	Flujos cobertura Swap	Flujos cobertura Time Spread Swap	Flujo coberturas Futuros	Flujos cobertura Opciones (PUTS)	Flujos coberturas Collar (2 US\$/bbl)	Flujos coberturas Collar (3 US\$/bbl)	Flujos coberturas Collar (4 US\$/bbl)
VAN	2,822,805.92	2,569,213.66	2,888,565.68	2,908,911.35	2,963,499.28	2,372,214.37	2,551,961.05	2,542,122.35	2,542,122.35
Promedio	49,824.00	45,453.73	51,041.51	51,401.51	52,417.97	41,912.93	53,334.16	53,137.37	52,960.79
Desviación Estándar	10,021.12	35,834.53	11,360.93	11,360.93	15,921.31	16,908.66	94,313.09	13,145.79	13,895.93
Factor-VaR	<b>-1.64</b>	<b>-1.64</b>	<b>-1.64</b>	<b>-1.64</b>	<b>-1.64</b>	<b>-1.64</b>	<b>-1.64</b>	<b>-1.64</b>	<b>-1.64</b>
VaR al 95%	33,340.72	<b>-13,488.82</b>	32,354.45	32,714.45	26,229.74	14,100.66	31,711.26	30,280.60	28,678.38
CVaR	30,009.43	<b>-55,834.21</b>	29,145.15	29,505.15	20,292.78	11,971.63	29,376.56	27,041.82	25,241.82

Fuente y elaboración propia en base a nuestro Excel.

Como se observa, el VaR a un nivel de confianza del 95%, sin cobertura y con descalce, es de -13,488.82 MUS\$ y tiene un Valor en Riesgo Condicional de -55,834.21 MUS\$. Esto representa que el valor de riesgo expuesto de comprar y vender el crudo y sus derivados según nuestro ciclo de inventario actual, podría generar un impacto negativo en la utilidad operativa.

PETROPERÚ compra en promedio 120,000 bbl por día entre crudo, gasolina y diésel, cuyos valores fueron tomados para el cálculo de los indicadores de riesgo. Este volumen diario generó una utilidad neta de 185 MMUS\$ en el año 2017, el no haber coberturado la variación de precios pudo haber reducido la utilidad operativa en 7.29% por mes (-13,488.82 MUS\$), pudiendo tener mayores costes de ventas por haber adquirido volumen en precios en alza.

PETROPERÚ tuvo ingresos por ventas por un total de 4,085 MMUS\$ en el año 2017 y un costo de ventas de 3,786 MMUS\$, teniendo como resultado una utilidad operativa de 299 MMUS\$. La variación de precios por descalce entre la fecha de compra y de venta afecta directamente al ingreso por ventas cuando los precios están ala baja, ya que a un menor precio de venta un menor ingreso. Dada la **situación actualen que no se usa cobertura** para esta variacion de precios, se ha podido determinar que existe un monto expuesto de -13.488 MMUS\$ mensual con un nivel de confianza del 95%, que equivale a -162 MMUS\$ anuales, que pudo haber afectado la utilidad operativa en 461 MMUS\$ anuales .

Se ha evaluado coberturar el precio del crudo y sus derivados con siete alternativas: Swap, Time Swap Spread, Futuros, Opciones y Collar en sus tres variantes, obteniendo resultados diferentes para cada uno de ellos. Los valores muestran resultados en su mayoría positivos, lo que concluye que el uso de derivados financieros es favorable pasando de un valor negativo en la opción sin cobertura a un valor positivo en la opción con cobertura.

Como se puede apreciar en la tabla 5.2, hemos visto que para el nivel de confianza al 95% y para el Valor en Riesgo y Valor en Riesgo Condicional, existe claramente una disminución en las pérdidas, y el que representa una mejor alternativa es el instrumento derivado: **Time Spread Swap**. Esto muestra claramente que es eficaz para mitigar pérdidas producto de variaciones en el precio del petróleo y sus derivados.

El Time Spread Swap a un nivel de confianza al 95%, con cobertura y con descalce, tiene un VaR positivo de +32.714 MMUS\$ y un Valor en Riesgo Condicional de +29.505 MMUS\$. Esto representa que el valor de riesgo expuesto de comprar y vender el crudo y sus derivados podría generar un impacto positivo en la utilidad operativa.

El ingreso por ventas de PETROPERÚ en el año 2017 fue de 4,085 MMUS\$ y de haber utilizado el Time Spread Swap como instrumento financiero, hubiera podido obtener un ingreso superior en +32.714 MMUS\$ por mes, equivalente a +392.6MMUS\$ anuales. Esto se hubiera conseguido del mayor ingreso por ventas al haber usado coberturas, siempre y cuando los precios hayan estado a la baja, que sumado a la utilidad operativa de ese año, hubiera obtenido +691.6 MMUS\$, que representa el 131.3% adicional.

El cuadro anterior permite visualizar que aún en la situación de comprar y vender productos sin cobertura y sin descalce, los resultados de Var y CVaR son menores a los resultados en la condición con descalce y con cobertura, como se muestra para el Time Swap Spread. Esto sucede porque durante el periodo en análisis el mercado estuvo en contango.

### 5.2.3. Simulación de Montecarlo

Para el cálculo del Valor en Riesgo y el Valor en Riesgo Condicional, se ha considerado un nivel de confianza del 95% para las variables VaR y CVaR, a través de las simulaciones establecidas en el modelo (véase Anexo 3). La tabla 5.3 muestra los resultados de los valores en riesgo para todos los escenarios planteados en la metodología:

**Tabla 5.3. Indicadores de riesgo, pérdidas máximas – Simulación de Montecarlo**

<b>Derivado</b>	<b>Condición</b>	<b>VaR<sub>95%</sub></b>	<b>CVaR</b>
<b>Swap</b>	Sin Cobertura Sin Desfase	-80,445.94	-171,132.84
	Sin Cobertura Con Desfase	-120,575.03	-100,490.61
	Con Swap	-86,045.23	-71,010.00
<b>Time Spread Swap</b>	Sin Cobertura Sin Desfase	-139,968.23	0.00
	Sin Cobertura Con Desfase	-163,690.41	-55,834.00
	Con Time Spread Swap	-62,035.00	<b>0.00</b>
<b>Future</b>	Sin Cobertura Sin Desfase	-71,611.50	0.00
	Sin Cobertura Con Desfase	-108,563.34	-71,010.00
	Con Futuros	-65,857.00	<b>0.00</b>
<b>Opciones Put</b>	Sin Cobertura Sin Desfase	-107,705.90	0.00
	Sin Cobertura Con Desfase	-114,196.67	-71,010.00
	Con Opciones	-103,309.57	-9,776.00
<b>Collar</b>	Sin Cobertura Sin Desfase	-72,600.32	0.00
		67,874.31	40,982.00
	Sin Cobertura Con Desfase	-121,768.31	0.00
			44,842.00
	Con Collar	-93,064.00	-99,881.00

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

En el cuadro anterior se muestra que el instrumento financiero que disminuye en mayor monto el Valor en Riesgo (VaR) con un nivel de confianza del 95% es el Time Spread Swap, el cual va de un valor sin cobertura de -163,690.41 MMUS\$ a -62,035.00 MMUS\$ con cobertura.

Los resultados anteriores se realizaron considerando 1,000 simulaciones para cada uno de los instrumentos financieros para las estimaciones del año 2018.



## **CAPÍTULO VI. IMPLEMENTACIÓN DE ÁREA FUNCIONAL PARA LA DIRECCIÓN DE MANEJO DE RIESGOS (DMR)**

En el presente capítulo se desarrolla una propuesta de implementación de un área funcional que se llamará Dirección de Manejo de Riesgos (DMR) y de un instrumento financiero derivado para PETROPERÚ que minimice el riesgo por variación del petróleo crudo y sus derivados.

El objetivo de la Dirección de Manejo de Riesgo es seguir, gestionar y minimizar los riesgos por movimientos en el precio de materia prima y derivados en PETROPERÚ, utilizando el instrumento financiero determinado en el capítulo V como una política de cobertura dinámica que garantice la maximización de la rentabilidad.

### **6.1. Aspectos necesarios para la propuesta de implementación**

1. El diseño de implementación de una estrategia de cobertura debe ser entendido como un proceso de mejora continua.
2. Entiéndase que la estrategia es de cobertura de riesgo, no especulativa y, por ende, se mantiene en periodos alcistas y bajistas, teniendo como resultados ganancias o pérdidas.
3. Una estrategia de cobertura requiere el soporte de múltiples aspectos: comprensión del negocio físico, diseño financiero, documentación legal, tratamiento contable, procesos operacionales y tecnológicos, relación comercial con contrapartes, manejo de crisis, recursos humanos y otras áreas.
4. El perfeccionamiento se produce en base a iteraciones sucesivas, solución de problemas y acumulación de conocimiento.
5. Se propone validar variables y procesos principales antes de buscar optimización de variables secundarias.
6. Se requiere que la decisión sobre la implementación o mantención de la estrategia sea tomada al más alto nivel.

## **6.2. Análisis Estratégico del Área Funcional**

### **6.2.1. Diseño de la Organización**

En esta parte se diseña la organización en base a los departamentos establecidos, adicionando el área Dirección de Manejo de Riesgos (DMR), el cual se propone forme parte de la Gerencia Corporativa de Gestión de Riesgos.

El área planteada debe hacer una separación clara, organizacional y funcionalmente, pero coordinadas entre ellas y debe dividirse de la siguiente manera:

1. Negociación y ejecución
2. Encargada directamente de la negociación, de las relaciones con las distintas contrapartes y de los aspectos comerciales.
3. Coordinar con la asesoría legal los requisitos previos a la negociación (clasificación de la contraparte para efectuar ciertas operaciones complejas, cartas invitación, negociación de contratos o firma de contratos con cámaras de compensación y/o exchanges, y proveer la autenticación y mostrar capacidad para contratar).
4. Acceder a la información de mercado e interlocución directa con operadores de las contrapartes.
5. Monitoreo, control y administración de riesgos
6. Encargada de la medición de riesgos, verificación del cumplimiento de las políticas y límites establecidos, efectuar el análisis del riesgo.
7. Realiza informes sobre el cumplimiento de las políticas, los límites preestablecidos y los niveles de exposición del riesgo inherente a las operaciones.
8. Revisión y evaluación periódica de las metodologías de valoración del instrumento financiero y de medición de riesgos, efectividad de las operaciones.
9. Estimación de límites crediticos con cada contraparte, seguimiento de las entidades con las que se tiene operaciones contratadas.
10. Procesamiento, confirmación de operaciones y contabilidad.
11. Aspectos operativos, comprobación adecuada del registro de operaciones, conciliación al final del día, confirmación de las operaciones con las contrapartes a los pocos minutos de realizar las operaciones, comprobación del cálculo de la liquidación de los productos enviada por la contraparte.

12. Registro de la totalidad de operaciones, que debe ser efectuado de manera inmediata a la ejecución y dejando constancia de las condiciones y términos del negocio.
13. Comprobación al finalizar el día, con el sub área de Negociación y Ejecución, de las operaciones realizadas y cotejar datos para evitar que se produzcan errores de falta de registro o registro incorrecto de alguna operación. En caso de identificar algún error, es necesario la rectificación inmediata para evitar graves consecuencias en la cartera.

### **6.2.2. Responsabilidades de las actividades de coberturas**

Las operaciones a ser realizadas con instrumentos financieros derivados tendrán como objetivo el manejo adecuado de los riesgos financieros de la compañía. En este sentido, el procedimiento de origen, ejecución, registro y control de las operaciones debe salvaguardar dichos objetivos.

El Departamento de Gestión Financiera y la Unidad de Riesgos mantienen un rol clave en la administración y gestión de las operaciones de cobertura contable y son responsables de:

1. Asegurar la adecuada gestión de los riesgos a los que PETROPERÚ se vea expuesta por las posiciones en dichos instrumentos financieros.
2. Velar por el cumplimiento de las políticas, procedimientos y límites establecidos en los manuales de políticas y procedimientos aprobados por el Directorio.
3. Llevar un registro operativo del valor razonable de las posiciones con instrumentos financieros derivados.
4. Mantener informado al Comité de Riesgos o al Directorio y a la Gerencia General sobre la identificación, la evaluación, el seguimiento a los riesgos y límites de exposición de los instrumentos financieros derivados.
5. Informar a la Gerencia de Planeamiento Corporativo sobre las valorizaciones de los instrumentos de coberturas.

El Departamento de Contabilidad tiene la responsabilidad del registro contable adecuado de las actividades de cobertura de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Las Unidades Negociadoras son responsables de la negociación de instrumentos financieros derivados. El Departamento Mercado Externo estará a cargo de las negociaciones de commodities.

La Unidad de Auditoría deberá incorporar dentro de su programa de auditoría anual la revisión de los aspectos relevantes de las actividades de cobertura de acuerdo a sus políticas y procedimientos de control interno.

### ***6.2.3. Descripción de funciones***

A continuación, se detallan las funciones de cada departamento o comité relacionado:

El Comité de Riesgos asociado a fluctuaciones de precios está conformado por representantes de la Gerencia Finanzas, Gerencia Planeamiento Corporativo y Gerencias vinculadas a compras, refinación y comercialización de crudo y productos.

Funciones:

Comité de Riesgos:

1. Aprobar las estrategias de cobertura con derivados.
2. Verificar que las operaciones de cobertura realizadas se ajusten a los límites, globales y específicos aprobados.
3. Decidir las acciones correctivas requeridas, en caso existan desviaciones con respecto a las operaciones realizadas y el nivel de tolerancia al riesgo.
4. Proponer a la Gerencia Finanzas cualquier modificación que considere pertinente referente a los límites globales y específicos.
5. Elaborar el Reglamento correspondiente.

Gerencia Finanzas:

1. Proponer a la Gerencia General la conformación de los Comités de Riesgos para su aprobación.
2. Proponer los límites globales y específicos de exposición al riesgo para su aprobación por el Directorio.
3. Reportar trimestralmente y cuando por las circunstancias la Gerencia lo estime necesario al Directorio, Gerencia General y a los Comités respectivos de los niveles de exposición al riesgo, operaciones de cobertura con instrumentos financieros derivados e indicadores de gestión.

Unidad de Riesgos del Departamento Gestión Financiera:

1. Presentar al Comité las estrategias específicas de riesgo de precios elaboradas conjuntamente con el Departamento Mercado Externo.
2. Elaborar, organizar y custodiar los archivos de cada operación de cobertura, conteniendo toda la documentación sustentatoria y requerida por las instancias de control y tributaria.

Construir mecanismos que permitan:

1. El control de las operaciones de derivados realizadas.
2. Determinar, monitorear y registrar contablemente el valor razonable de los instrumentos financieros derivados, informando a la Contabilidad General, Información Financiera, Tesorería, Mercado Externo.
3. Medir y determinar la eficacia de la relación de coberturas de acuerdo a los parámetros establecidos en las disposiciones vigentes.
3. Constituir mecanismos de control interno que permitan establecer el cumplimiento de los procedimientos que se establezcan para:
  4. La suscripción de los contratos marco y específicos.
  5. Realización y control de cada operación.
  6. Registro y archivo de la documentación requerida y adecuada.
  7. Programar y solicitar los pagos vinculados a las operaciones de coberturas con instrumentos financieros derivados e informar oportunamente a la Unidad Programación de Caja y Asuntos Financieros para su inclusión en el flujo de caja y a la unidad Operaciones Bancarias para su ejecución.

8. Reportar trimestralmente y cuando, por las circunstancias, la Unidad lo estime necesario a la Gerencia Finanzas y Gerencia Planeamiento Corporativo, los niveles de exposición al riesgo, operaciones de cobertura con instrumentos financieros derivados, efectividad e indicadores de gestión.
9. Mantener actualizado el Manual de Cobertura de Riesgo de Mercado con instrumentos financieros derivados.

Departamento de Comercio Internacional:

1. Participar en la elaboración de la propuesta de las estrategias específicas de riesgo de precios conjuntamente con la Unidad de Riesgos.
2. Coordinar con el Departamento Legal todo lo relacionado a la suscripción de los contratos con instrumentos financieros derivados con entidades financieras nacionales y extranjeras.
3. Realizar las operaciones de cobertura de precios con instrumentos financieros derivados, aprobadas por el Comité de Riesgo Asociado a fluctuaciones de Precios.
4. Registrar contablemente las operaciones de cobertura de precios con instrumentos financieros realizadas.
5. Proporcionar a la Unidad de Riesgos toda la información de las operaciones de cobertura de precios.

Unidad Programación de Caja y Asuntos Financieros del Departamento Tesorería:

6. Coordinar con el Departamento Legal todo lo relacionado a la suscripción de los contratos con instrumentos financieros derivados con entidades financieras nacionales y extranjeras.
7. Realizar las operaciones de cobertura de tipo de cambio con instrumentos derivados, aprobados por el Comité de Riesgo asociado a fluctuaciones de tipo de cambio.
8. Registrar contablemente las operaciones de cobertura de tipo de cambio con instrumentos financieros derivados.
9. Proponer a la Unidad de Riesgos toda la información de las operaciones de cobertura de tipo de cambio.

Unidad Operaciones Bancarias del Departamento Tesorería:

1. Coordinar con el Departamento Legal todo lo relacionado a la suscripción de los contratos con instrumentos financieros derivados con entidades financieras nacionales y extranjeras.
2. Realizar las operaciones de cobertura de tasa de interés con instrumentos derivados, aprobados por el Comité de Riesgo asociado a fluctuaciones de tasa de interés.
3. Proporcionar a la Unidad de Riesgos toda la información de las operaciones de cobertura de tasa de interés.
4. Ejecutar y contabilizar los pagos vinculados a las operaciones de cobertura con instrumentos financieros derivados solicitados por la Unidad de Riesgos.

Unidad Libros Generales del Departamento Contabilidad General:

1. Verificar que los registros contables de los instrumentos financieros derivados, reconocimiento del valor razonable y registro de la cobertura correspondiente, se realicen de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) y a los procedimientos del Comité de Interpretación (SIC e IFRIC) aplicables para estas operaciones.

Unidad Administración Tributaria del Departamento Contabilidad General:

1. Dar tratamiento tributario de las operaciones realizadas con instrumentos financieros derivados de acuerdo a las normas y dispositivos vigentes establecidos por la Superintendencia Nacional de Administración (SUNAT).

Departamento Legal

1. Revisar y visar los contratos con instrumentos financieros derivados con entidades financieras nacionales y extranjeras.

### **6.3. Sistema de Control de Gestión**

Se propone implementar un sistema de control de gestión que garantice el buen funcionamiento de la implementación del área funcional y del instrumento financiero derivado.

Una de las principales herramientas es el desarrollo de un Balanced Score Card, que permita traducir la estrategia de PETROPERÚ en un conjunto de indicadores basados en 4 perspectivas: financiera, del cliente, procesos internos y de formación y crecimiento, tomando en cuenta los siguientes principios de control:

1. Se propone utilizar doble control en las distintas fases del proceso.
2. Confección de term sheets: dentro del equipo.
3. Confirmación de cierre: dentro del equipo.
4. Contratos: área legal.
5. Cálculo de MtM: contraste con cálculo de la contraparte.
6. Cálculo de compensaciones: área independiente dentro de la empresa.

#### **6.4. Análisis Financiero**

El análisis financiero tiene como finalidad hacer una evaluación económica para determinar la viabilidad de la implementación del área de DMR

1. Ventas.
2. Costo de ventas (costo de estructuración del instrumento).
3. Activos.
4. Capital de trabajo.

#### **6.5. Implementación del instrumento de derivado Times Spread Swap**

PETROPERÚ contabilizará sus operaciones de cobertura de precios bajo la modalidad de Cobertura de Flujo de Caja, es decir, busca proteger el valor de un flujo futuro (ingreso o costo) ante cambios en una variable de mercado.

De acuerdo a las NIIF's, permite que el valor del mercado del derivado no se reconozca en los resultados hasta que lo haga la partida cubierta; mientras tanto, se aplica a una reserva patrimonial. Cuando se reconoce en los estados de resultados, PETROPERÚ debe hacer el registro dentro del costo de venta.

Para su tratamiento contable se debe tener en cuenta:



1. La cobertura es una operación donde se establece lo que PETROPERÚ y el banco van a pagar, pero en fechas diferidas.
2. La estrategia de cobertura debe estar formalmente documentada.
3. El impacto se realiza en las ventas de productos que han utilizado materia prima adquirida hace dos meses. El efecto se reconoce como costo de ventas, la partida cubierta es el flujo proveniente de la venta de un producto cuyo costo no esté acorde a precio vigente del mercado.
4. Calcular la efectividad de la cobertura (80%-125%).
5. Debe efectuarse revelaciones en las Notas de los Estados Financieros.

#### ***6.5.1. Determinación del volumen expuesto***

La exposición será el volumen físico expuesto al riesgo por la variación de precios, que ya tiene un precio de compra conocido, pero será vendido a un precio futuro desconocido.

Por tanto, el inventario expuesto al precio no es necesariamente el volumen reflejado contablemente, sino todo el que contractualmente ya tiene precio de compra determinado y aún no tiene precio de venta; es decir, que está expuesto a que su precio de venta efectivo sea inferior.

Los barriles se incorporan al volumen expuesto a medida que van tomando precio de compra y van saliendo de este a medida que toman precio de venta, no a medida que se compran y se venden.

El inventario físico reflejado contablemente se debe tratar de la siguiente manera:

1. Agregando los embarques o volúmenes cuya ventana de precio ya transcurrió, pero que aún no se facturan y contabilizan (compras DES, suministro por ductos con facturación desfasada, etc.).
2. Deduciendo los embarques o volúmenes ya facturados y contabilizados, pero cuya ventana de precio aún no transcurre (entregas FOB).
3. Deduciendo ventas con facturación desfasada (entregas por ductos).

4. Deduciendo ventas futuras cuyo precio ya está determinado (dependerá de política de precios).
5. Deduciendo volúmenes que se venderán a precios o marcadores no relacionados con aquellos a exposición que se está determinando.
6. Deduciendo estimaciones de mermas y consumos propios.

#### ***6.5.2. Plan de Acción para la implementación del instrumento de derivado***

Para la implementación del instrumento de derivado, se seguirá un Plan de Acción que nos ayudará a tener claro los pasos a seguir:

##### **1. Identificación y Modelación**

- Conformación del Comité de Implementación y Comité de Precios como rector del proceso y asignación del personal de otros departamentos vinculados (Finanzas, Planeamiento Corporativo, Comercial, Refinación y Ductos, Recursos Humanos y Legal).
- Instalación del Comité de Implementación.
- Análisis de procesos de compra y venta: determinación precios de venta y compra, ciclo de los productos adquiridos y manejo de inventarios.
- Definición de la estrategia de cobertura.
- Riesgo a mitigar: nivel, gradualidad, volumen.
- Definición del modelo de inventario físico y evaluación del Time Spread Swap.
- Simulación de escenarios en el Modelo de Inventario y efecto coberturas.

##### **2. Implementación de la Cobertura**

- Aprobación de la Estrategia de Cobertura por parte del Directorio.
- Contratos con entidades financieras.
- Revisión y visado por parte del Departamento Legal.
- Suscripción de Contratos ISDA y Schedule.
- Coordinación con entidades bancarias sobre el Time Spread Swap.
- Implementación Operativa.
- Modificación de la Guía Manual de Cobertura con Instrumentos Derivados.
- Uso de un sistema de información en línea, Bloomberg.

- Sistema de comunicación telefónica con grabación (por lo menos tres bancos en simultáneo).
- Sistema Documentario: Term sheet, acta de confirmación.
- Sistema contable.
- Recursos Humanos.

### 3. Registro y Control

- Archivo documentario requerido para contabilidad de coberturas.
- Métodos de valorización de coberturas.
- Registro y control contable.
- Elaborar pruebas de efectividad.

### 6.6. Costo de implementación del Área de Dirección de Manejo de Riesgos.

La implementación del área funcional de dirección de manejo de riesgo para PETROPERÚ tiene un costo anual de S/ 1,818,690.00, como se detalla en la tabla 6.1.

**Tabla 6.1. Costo de Implementación de Área de Dirección de Manejo de Riesgos.**

Descripción	Costo / mes	Costo / anual
<b>1.- Personal</b>		
<b>Área Funcional: Dirección de Manejo de Riesgos</b>	<b>117,045.00</b>	<b>1,404,540.00</b>
<b>Dirección de Manejo de Riesgos</b>	<b>40,545.00</b>	
Director de manejo de Riesgos	22,950.00	
Asistente de manejo de riesgos	12,240.00	
Secretaria de gerencia	5,355.00	
<b>Área de Negociación y Ejecución</b>	<b>38,250.00</b>	
Jefe de área de Negociación y ejecución	16,830.00	
Asistente de área de negociación	10,710.00	
Asistente de área de ejecución	10,710.00	
<b>Área de Operaciones y contabilidad</b>	<b>38,250.00</b>	
Jefe de área de operaciones y contabilidad	16,830.00	
Asistente de área de operaciones	10,710.00	
Asistente de área de contabilidad	10,710.00	
<b>2.- Coste de Oficina</b>	<b>34,512.50</b>	<b>414,150.00</b>
Alquiler mensual	20,100.00	
Costos de servicios básicos	5,000.00	
Implementación de oficina	1,912.50	
Mantenimiento mensual	7,500.00	
<b>Total / Mensual</b>	<b>S/ 151,557.50</b>	<b>S/ 1,818,690.00</b>

## CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1. Conclusiones

1. PETROPERÚ adquiere, tanto del mercado local como internacional, petróleo crudo para procesarlo en sus refinerías y obtener productos refinados; asimismo, también compra productos terminados, en ambos casos para posteriormente ser vendidos localmente o exportarlos. Sin embargo, en el periodo de tiempo, que puede ser de uno a dos meses, desde la fecha de compra del crudo o productos refinados en el país de origen y su realización en una planta de venta, la empresa tiene un gran volumen de inventarios de crudo, productos refinados en proceso y terminados. Durante este tiempo, y teniendo en cuenta que las adquisiciones de hidrocarburos se efectúan a precios internacionales, PETROPERÚ se encuentra expuesta a la volatilidad de los precios en el mercado internacional, afectando la estabilidad de sus resultados económicos.
2. A pesar de lo mencionado anteriormente, PETROPERÚ no cuenta con una estrategia de cobertura de precios a futuros, es por ello que especula con el valor futuro del crudo y productos refinados, y estos al tener un comportamiento explosivo (no estacionario) no se puede predecir su valor en el futuro. Por esta razón, no contar con una estrategia de coberturas pondría en riesgo la continuidad de la empresa en caso se registre caídas de precios de ventas, como las acontecidas en los años 2008 y 2014. Asimismo, no usar instrumentos financieros, como coberturas a la variación de precios futuros de ventas, ocasionó un riesgo de -13.5 MMUS\$ mensual con un nivel de confianza del 95%, que equivale a -162 MMUS\$ anuales, que pudo haber afectado la utilidad operativa en 461 millones de dólares en el año 2017.
3. Luego de realizar un análisis, se concluye que sí es efectiva una cobertura utilizando cualquier instrumento financiero que se han evaluado en la presente investigación, ya que se pasa de una situación en riesgo negativa a una situación en riesgo positiva. Entre todos los derivados financieros, el Time Spread Swap es el que se logra mitigar el riesgo del commodity y estabilizar los resultados económicos evitando posibles pérdidas. Este instrumento financiero es el que mejor

se ajusta a una empresa como PETROPERÚ, ya que no necesita contar con un gran aparato financiero que requeriría si se trabaja con futuros.

4. Existen varios aspectos que se tienen que considerar para la propuesta de implementación del manejo de riesgo de precio de crudo y productos derivados, como que es necesario implementar un área funcional dedicada a seguir, gestionar y minimizar el riesgo, así como entender que este diseño de implementación es un proceso de mejora continua. Asimismo, para implementar esta estrategia se necesita comprensión del negocio físico, diseño financiero, documentación legal, tratamiento contable, procesos operacionales y tecnológicos, relación comercial con contrapartes, manejo de crisis, recursos humanos y otras áreas. Es importante recalcar que la decisión de la implementación y mantención de la estrategia debe ser tomada al más alto nivel.
5. Es necesario implementar un área de Dirección de Manejo de Riesgos, el cual tiene por objetivo seguir, gestionar y minimizar los riesgos por movimientos en el precio de materia prima y derivados en PETROPERÚ, utilizando el instrumento financiero Time Spread Swap.

## **7.2 Recomendaciones**

6. Dado que PETROPERÚ es una empresa no integrada (que no produce petróleo crudo), que tiene que competir en un entorno globalizado con una alta volatilidad de precios, está expuesta a distintos riesgos financieros, siendo el de mayor importancia el precio, por lo que se recomienda implementar una estrategia de cobertura de precios siguiendo los lineamientos generales expuestos en la presente investigación.
7. Respecto al cálculo de las medidas de riesgo elaboradas para encontrar estrategias que mitiguen pérdidas por efecto de la volatilidad de precios, se recomienda extender el análisis a todo el portafolio de productos que produce y comercializa PETROPERÚ, que para efectos de análisis fue restringido solo a gasolina y diésel.
8. El proceso de mejora para el desarrollo del modelo de gestión del riesgo involucra un análisis integral del riesgo financiero de mercado (precio), no considerar este aspecto es un riesgo en sí para PETROPERÚ. En tal sentido, y con la idea de acelerar el proceso de detección, monitoreo y mitigación de pérdidas, se recomienda implementar un mapeo del riesgo que involucre desde el origen del

riesgo (movimiento de precios) hasta los tomadores de decisiones en PETROPERÚ.

9. Se considera que la implementación de la estrategia de cobertura debe contar con múltiples aspectos específicos, por lo que se recomienda la contratación de un consultor externo, experto en la materia.
10. La estrategia de coberturar mediante la puesta en marcha del Área de Dirección de Manejo de Riesgos requiere contar con personal especializado; es por ello que para su implementación, se recomienda contar con personal con perfil adhoc (no reasignación de personal disponible de otras áreas), así como capacitaciones en la materia.

## ANEXOS

### Anexo 1. Análisis de los datos históricos de los commodities utilizados por PETROPERÚ

Para la tesis se ha considerado utilizar los tres commodities que utiliza la empresa, internacionalmente cotizados como XB1, CL1 y HOU8. Las figuras siguientes muestran un análisis histórico de cada una de estas materias primas:

**Figura 1.1. Análisis histórico de cotización de XB1 (Gasolina)**



La gasolina es el producto refinado de mayor volumen vendido en Estados Unidos, este commodity da cuenta de casi la mitad del consumo nacional de petróleo. Es un mercado sumamente diverso, en el cual los contratos de futuros de gasolina sin plomo se negocian en unidades de 42,000 galones o 1,000 barriles.

**Figura 1.2. Descripción del XB1 (Gasolina)**



Figura 1.3. Descripción del HOU8 (Diésel)



El commodity HOU8 está relacionado al petróleo de calefacción, también conocido como fuel oil N°2, que comprende casi el 25% el rendimiento de un barril de crudo, el segundo mayor corte tras la gasolina. El contrato de futuros de petróleo de calefacción opera en unidades de 42,000 galones o 1,000 barriles y se basa en la entrega en la Bahía de Nueva York.

Figura 1.4. Análisis histórico de cotización de CL1 (Crudo)



La figura muestra la evolución del commodity CL1 desde el año 2017 al año 2018, como el valor del último precio vemos una tendencia creciente con una marcada estacionalidad.

El commodity CL1, relacionado al crudo, constituye la principal materia prima de operaciones. Los contratos de crudo ligero y dulce son los más líquidos y se negocian



en la división NYMEX, que es la bolsa donde se realizan los mayores volúmenes de contratos de productos físicos.

## Anexo 2. Gráficas de cálculo de simulaciones de Montecarlo

Figura 2.1. Crudo

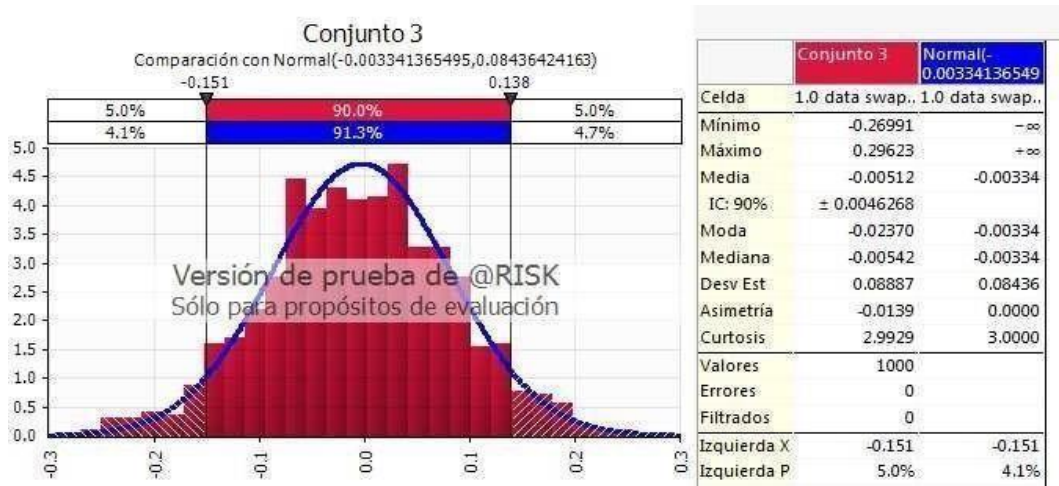


Figura 2.2. Gasolina



Figura 2.3. Diésel

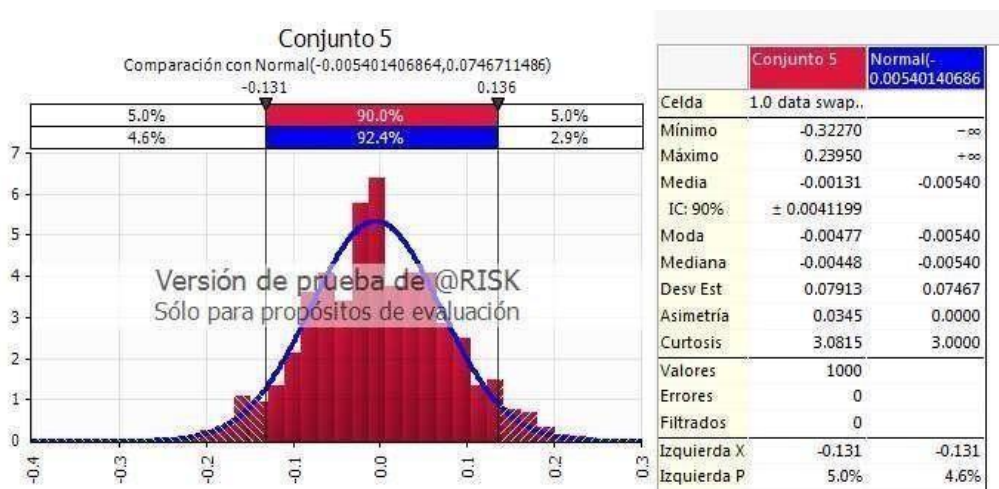


Figura 2.4. Crudo 1st line



Figura 2.5. Crudo 2nd line



Figura 2.6. Crudo 3rd line



**Figura 2.7. Gasolina 1st line**



**Figura 2.8. Gasolina 2nd line**



**Figura 2.9. Gasolina 3rd line**



Figura 2.10. Diésel 1st line

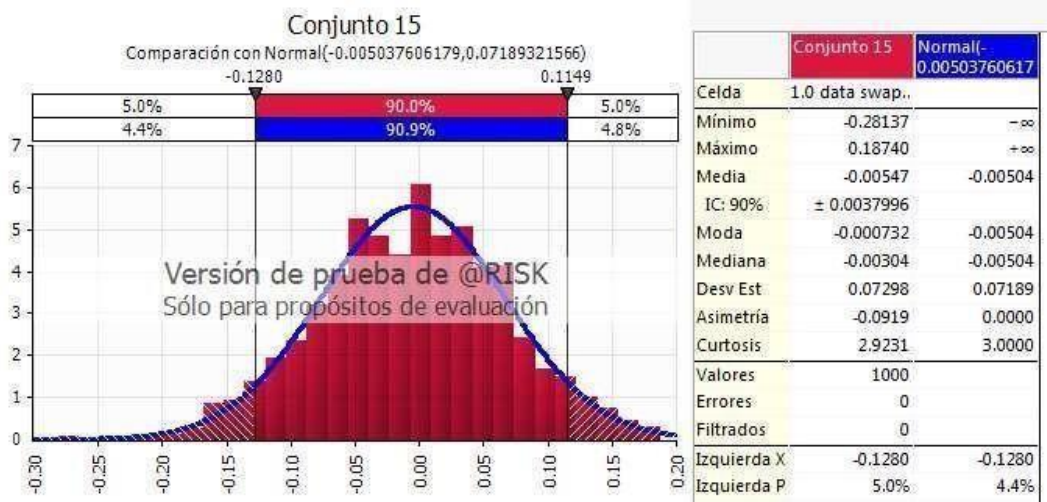


Figura 2.11. Diésel 2nd line

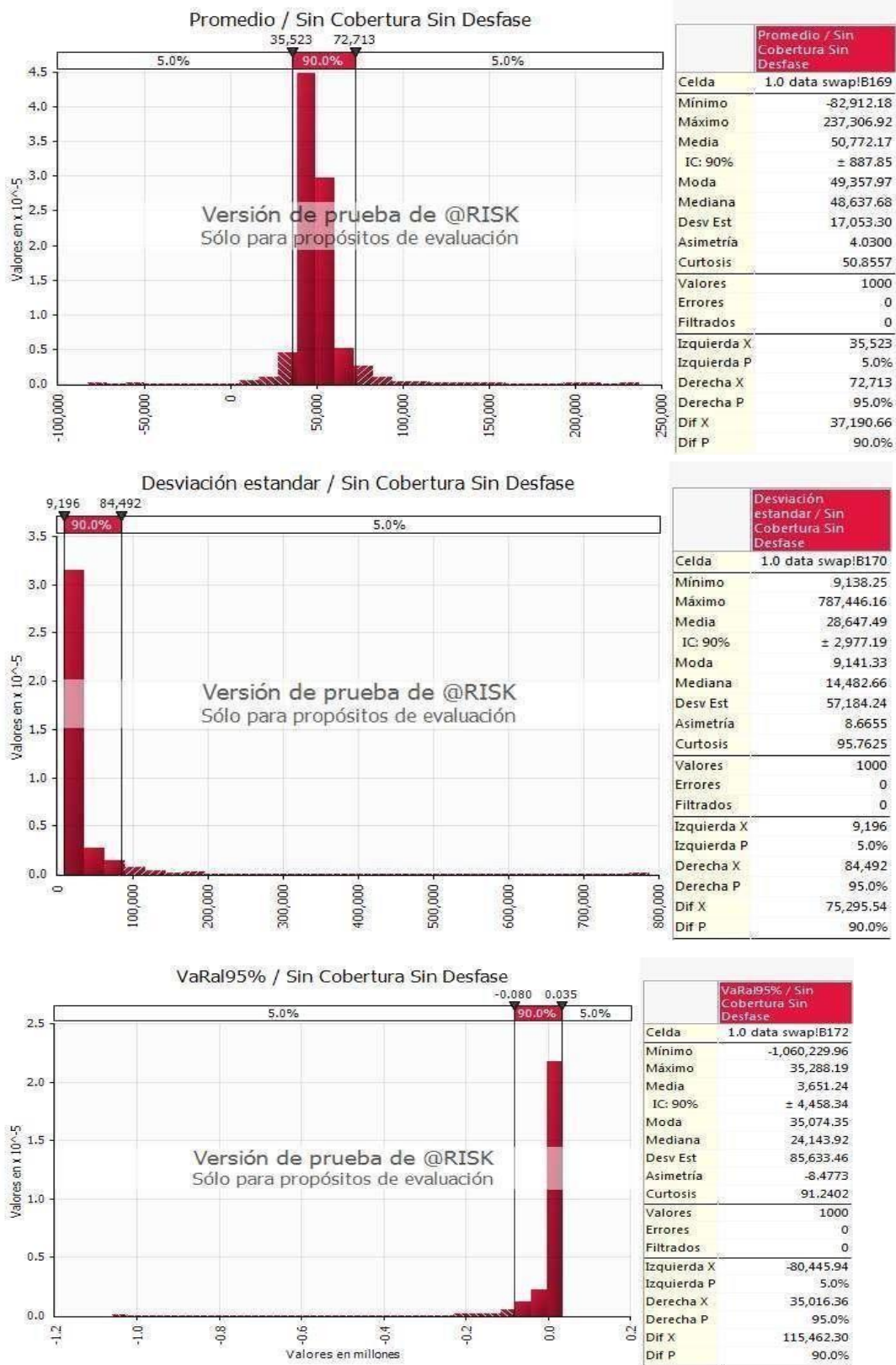


Figura 2.12. Diésel 3rd line

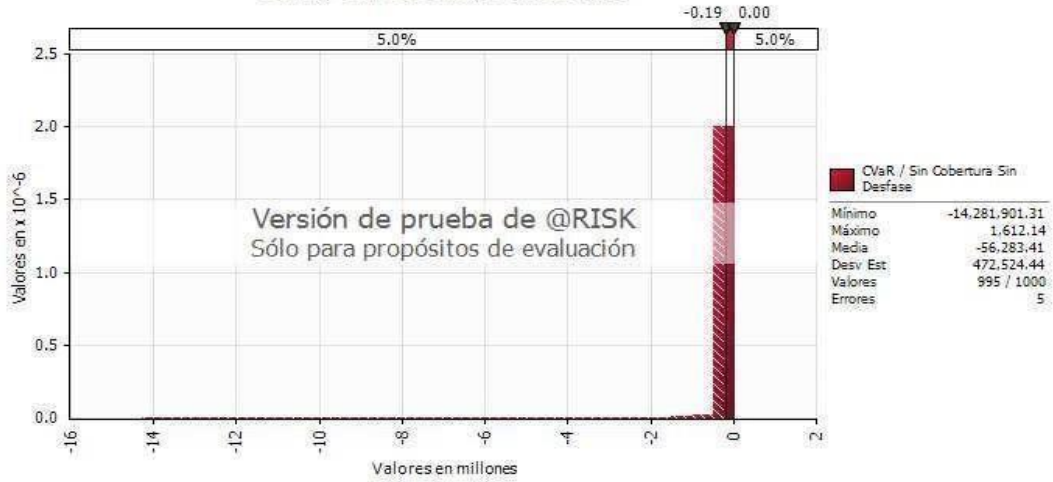


### Anexo 3. Gráficas de cálculo de VaR

Figura 3.1. Data Swap



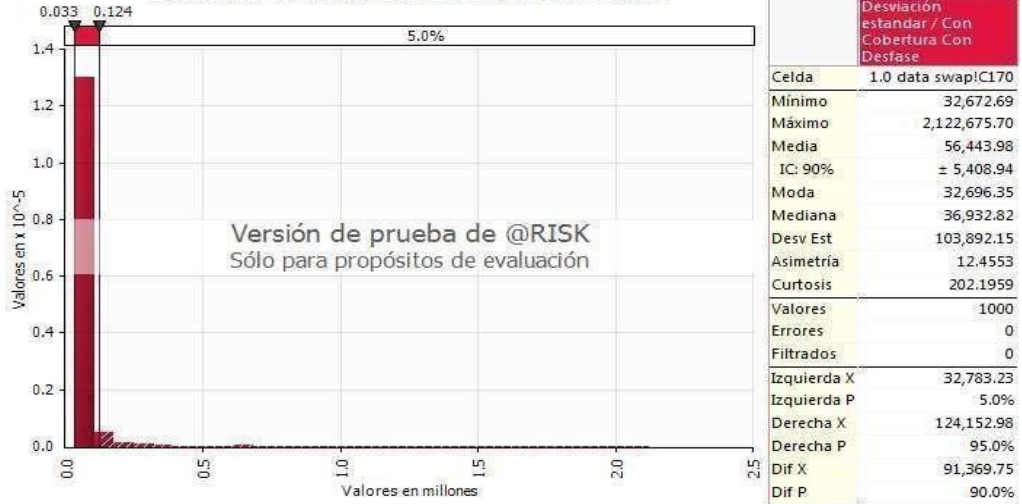
### CVaR / Sin Cobertura Sin Desfase

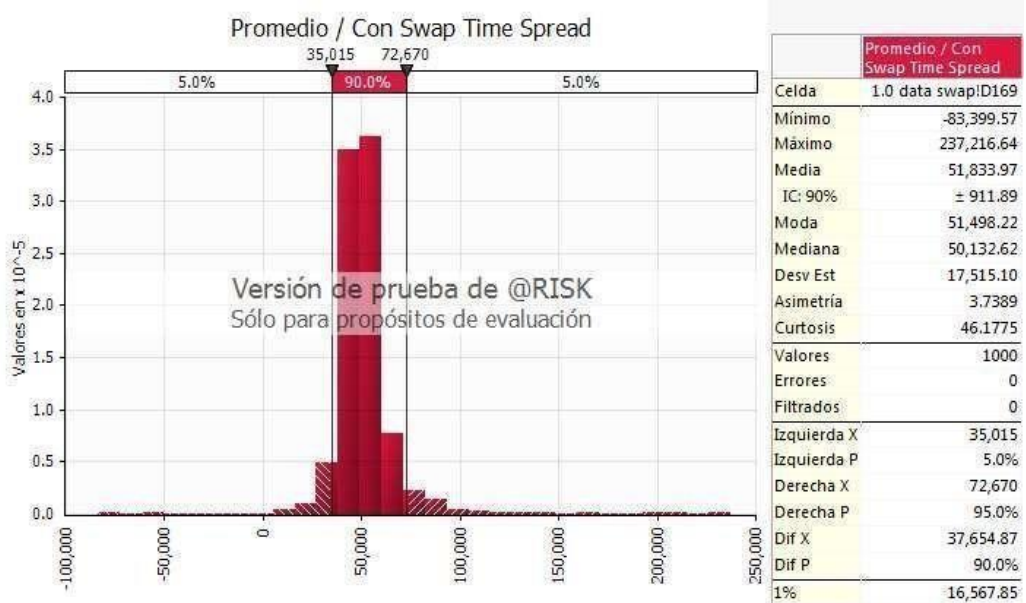
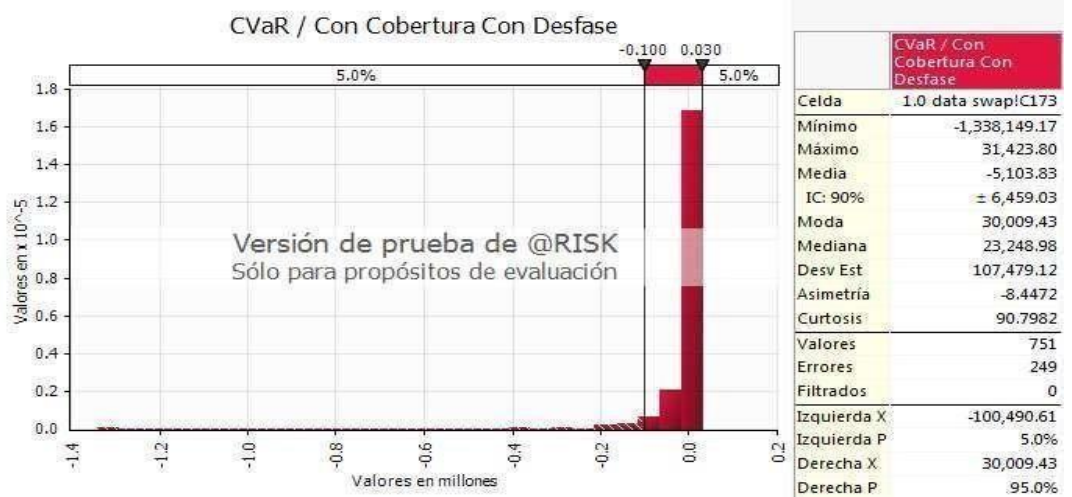
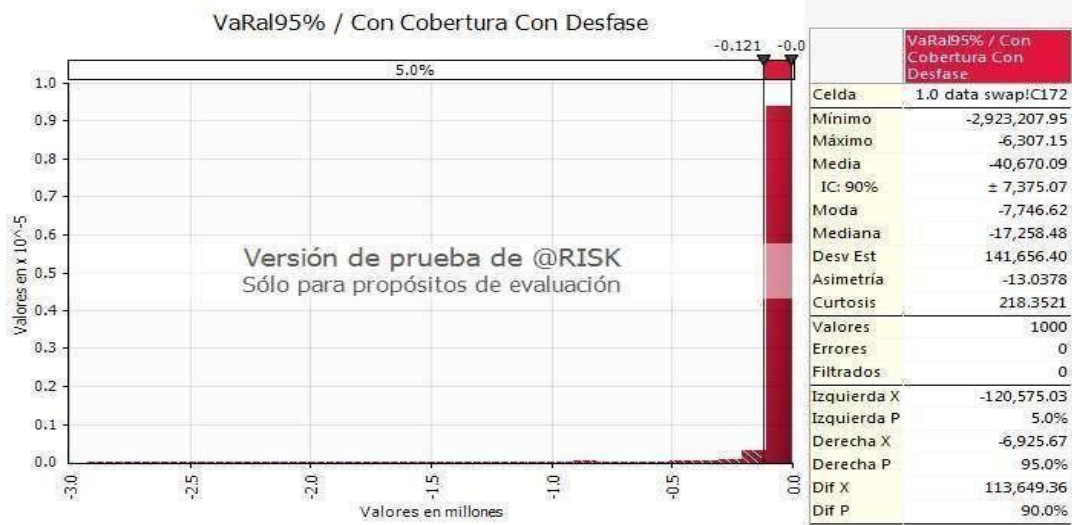


### Promedio / Con Cobertura Con Desfase

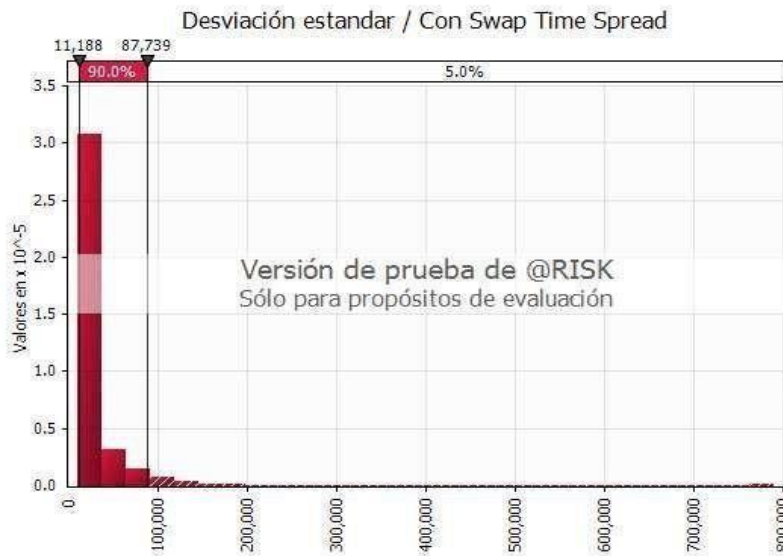


### Desviación estándar / Con Cobertura Con Desfase

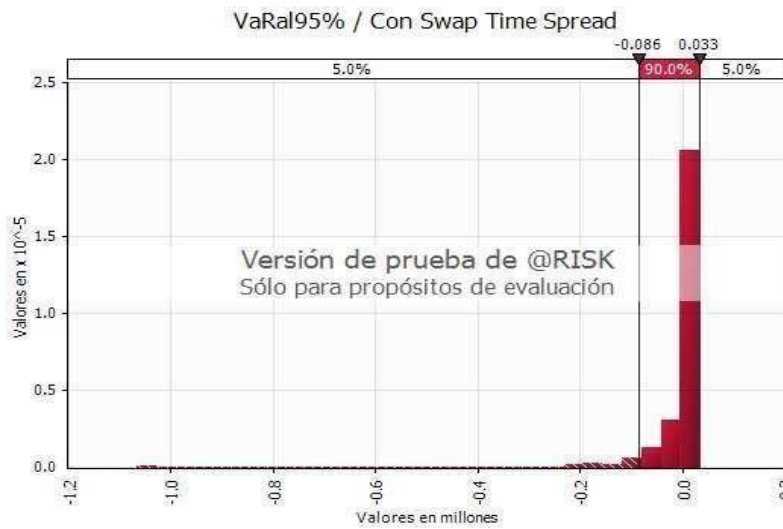




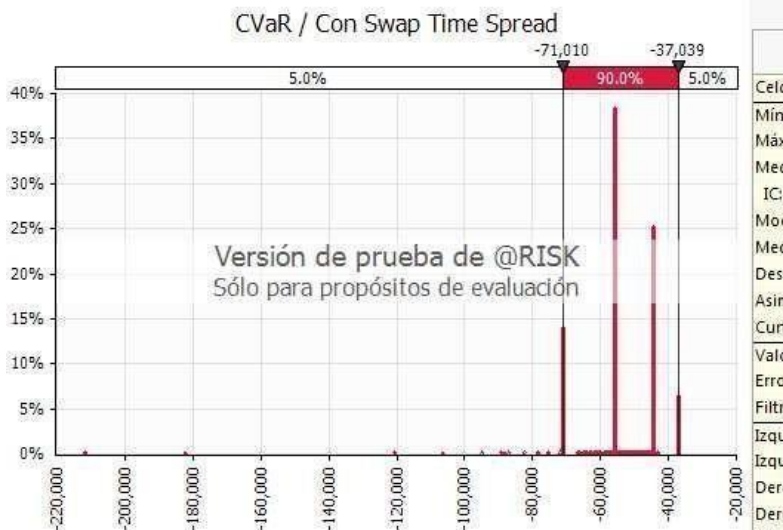




Desviación estandar / Con Swap Time Spread	
Celda	1.0 data swap/D170
Mínimo	10,541.07
Máximo	790,342.48
Media	31,932.77
IC: 90%	± 2,970.79
Moda	11,684.33
Mediana	18,228.24
Desv Est	57,061.31
Asimetría	8.6949
Curtosis	96.3234
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	11,188
Izquierda P	5.0%
Derecha X	87,739
Derecha P	95.0%
Dif X	76,550.84
Dif P	90.0%

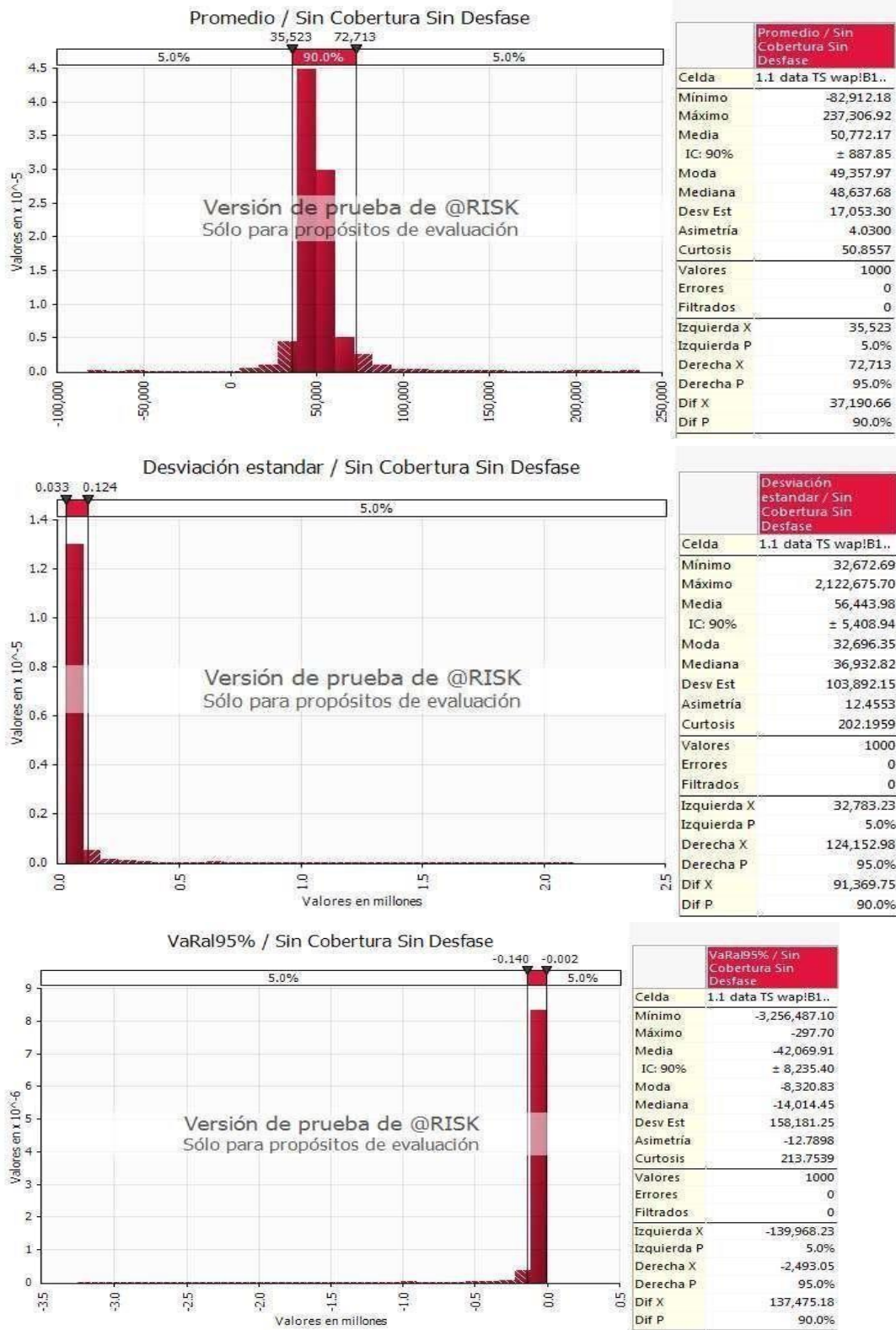


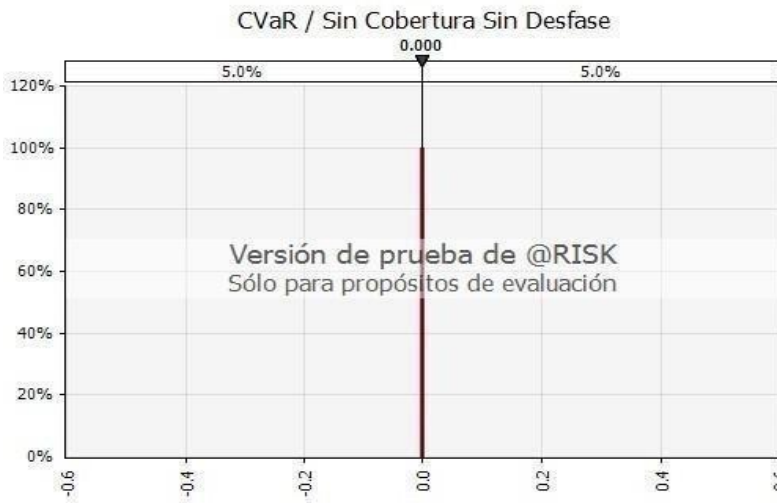
VaRa95% / Con Swap Time Spread	
Celda	1.0 data swap/D172
Mínimo	-1,065,207.97
Máximo	34,242.85
Media	-690.75
IC: 90%	± 4,458.90
Moda	32,463.37
Mediana	20,094.58
Desv Est	85,644.14
Asimetría	-8.4401
Curtosis	90.9118
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-86,045.23
Izquierda P	5.0%
Derecha X	32,972.24
Derecha P	95.0%
Dif X	119,017.47
Dif P	90.0%
1%	-274,411.29



CVaR / Con Swap Time Spread	
Celda	1.0 data swap/D173
Mínimo	-211,871.23
Máximo	-37,039.23
Media	-54,103.20
IC: 90%	± 663.06
Moda	-55,834.21
Mediana	-55,834.21
Desv Est	12,227.93
Asimetría	-4.0747
Curtosis	46.0466
Valores	922
Errores	78
Filtrados	0
Izquierda X	-71,010
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-37,039
Derecha P	95.0%
Dif X	33,970.66

**Figura 3.2. Data Swap Time Spread**

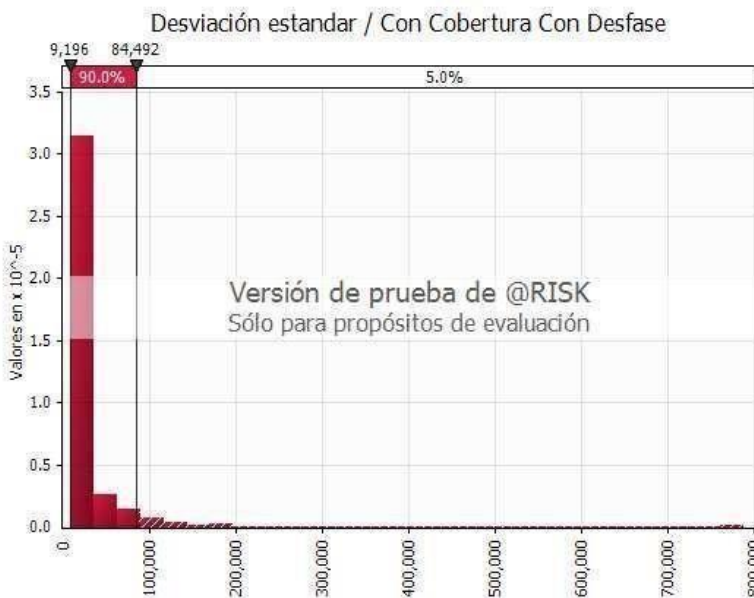




CVaR / Sin Cobertura Sin Desfase	
Celda	1.1 data TS wap B1..
Mínimo	0.0000
Máximo	0.0000
Media	0.0000
IC: 90%	± 0.0000
Moda	0.0000
Mediana	0.0000
Desv Est	0.0000
Asimetría	N/A
Curtosis	N/A
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	0.000
Izquierda P	5.0%
Derecha X	0.000
Derecha P	95.0%

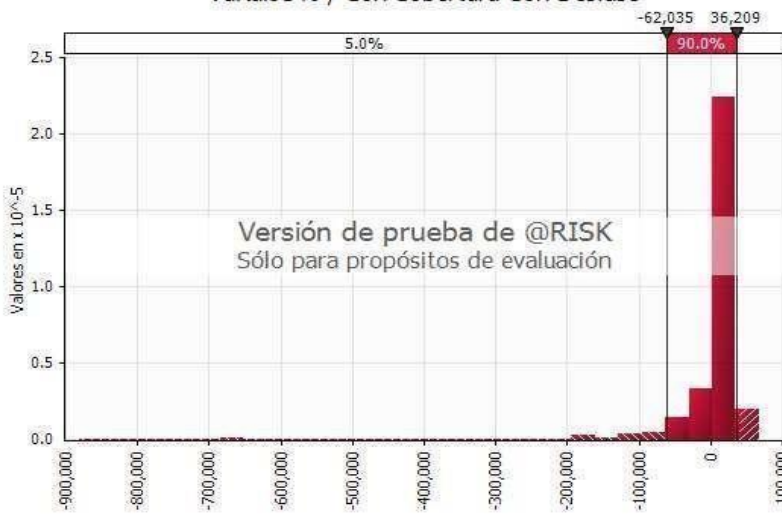


Promedio / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	1.1 data TS wap C1..
Mínimo	25,382.52
Máximo	568,282.87
Media	52,171.99
IC: 90%	± 1,612.56
Moda	43,665.37
Mediana	45,087.90
Desv Est	30,973.24
Asimetría	8.4839
Curtosis	109.8770
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	35,007
Izquierda P	5.0%
Derecha X	87,822
Derecha P	95.0%
Dif X	52,815.66
Dif P	90.0%



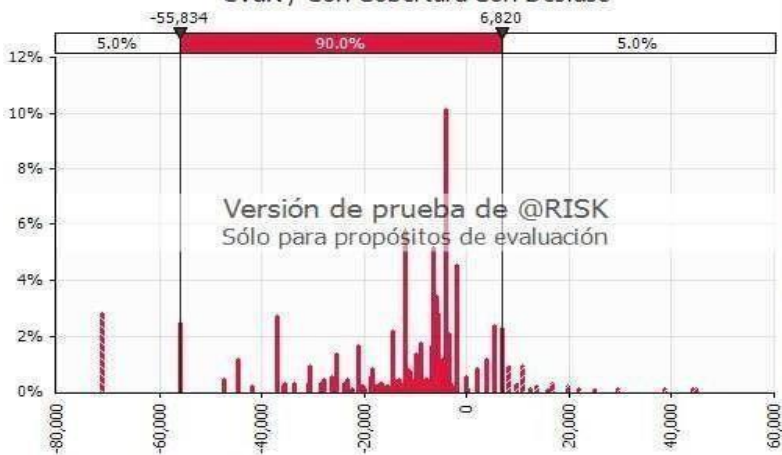
Desviación estandar / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	1.1 data TS wap C1..
Mínimo	9,138.25
Máximo	787,446.16
Media	28,647.49
IC: 90%	± 2,977.19
Moda	9,141.33
Mediana	14,482.66
Desv Est	57,184.24
Asimetría	8.6655
Curtosis	95.7625
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	9,196
Izquierda P	5.0%
Derecha X	84,492
Derecha P	95.0%
Dif X	75,295.54
Dif P	90.0%

VaRa95% / Con Cobertura Con Desfase



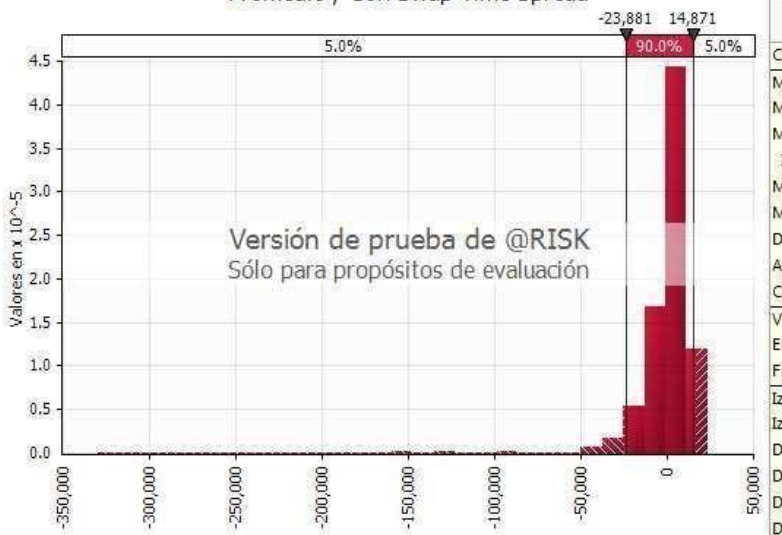
VaRa95% / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	1.1 data TS wap!C1..
Mínimo	-880,116.71
Máximo	67,839.00
Media	5,051.06
IC: 90%	± 3,664.99
Moda	28,498.70
Mediana	19,920.24
Desv Est	70,395.24
Asimetría	-8.3185
Curtosis	87,8610
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-62,035
Izquierda P	5.0%
Derecha X	36,209
Derecha P	95.0%
Dif X	98,243.93
Dif P	90.0%

CVaR / Con Cobertura Con Desfase



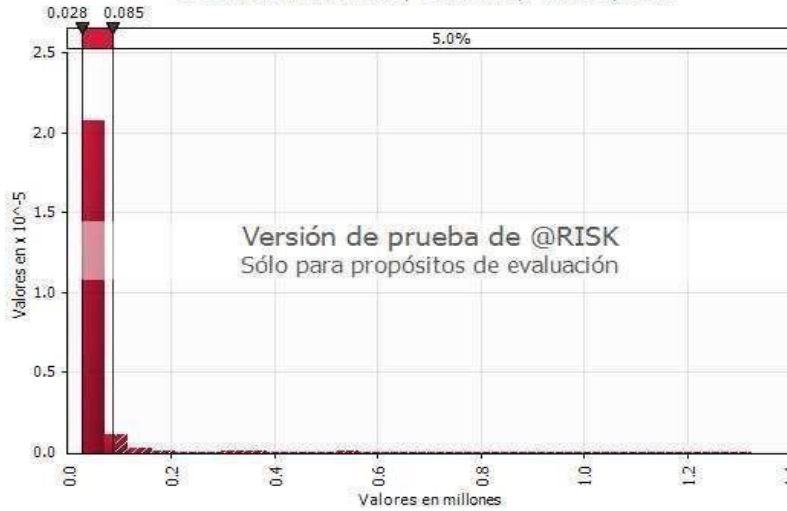
CVaR / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	1.1 data TS wap!C1..
Mínimo	-71,009.89
Máximo	44,708.59
Media	-11,713.55
IC: 90%	± 879.45
Moda	-4,140.74
Mediana	-6,543.24
Desv Est	16,636.17
Asimetría	-1.6864
Curtosis	6.9226
Valores	970
Errores	30
Filtrados	0
Izquierda X	-55,834
Izquierda P	5.0%
Derecha X	6,820
Derecha P	95.0%

Promedio / Con Swap Time Spread



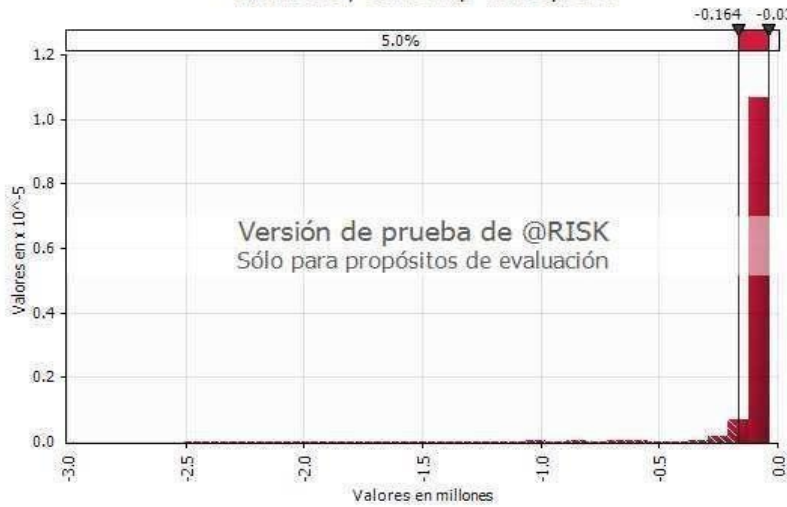
Promedio / Con Swap Time Spread	
Celda	1.1 data TS wap!D1..
Mínimo	-330,252.14
Máximo	23,457.51
Media	-34.06
IC: 90%	± 1,046.678
Moda	2,152.61
Mediana	4,052.91
Desv Est	20,104.03
Asimetría	-7.3821
Curtosis	92.9922
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-23,881
Izquierda P	5.0%
Derecha X	14,871
Derecha P	95.0%
Dif X	38,752.80
Dif P	90.0%

### Desviación estandar / Con Swap Time Spread



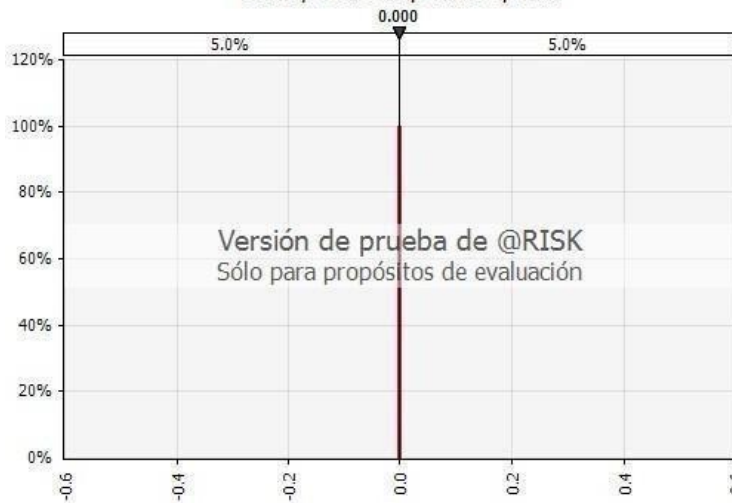
Desviación estandar / Con Swap Time Spread	
Celda	1.1 data TS wap!D1..
Mínimo	27,350.45
Máximo	1,326,065.14
Media	43,935.24
IC: 90%	± 3,228.53
Moda	28,040.44
Mediana	31,358.52
Desv Est	62,011.96
Asimetría	12.3695
Curtosis	210.7990
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	27,773.36
Izquierda P	5.0%
Derecha X	85,225.45
Derecha P	95.0%
Dif X	57,452.09
Dif P	90.0%

### VaRa95% / Con Swap Time Spread



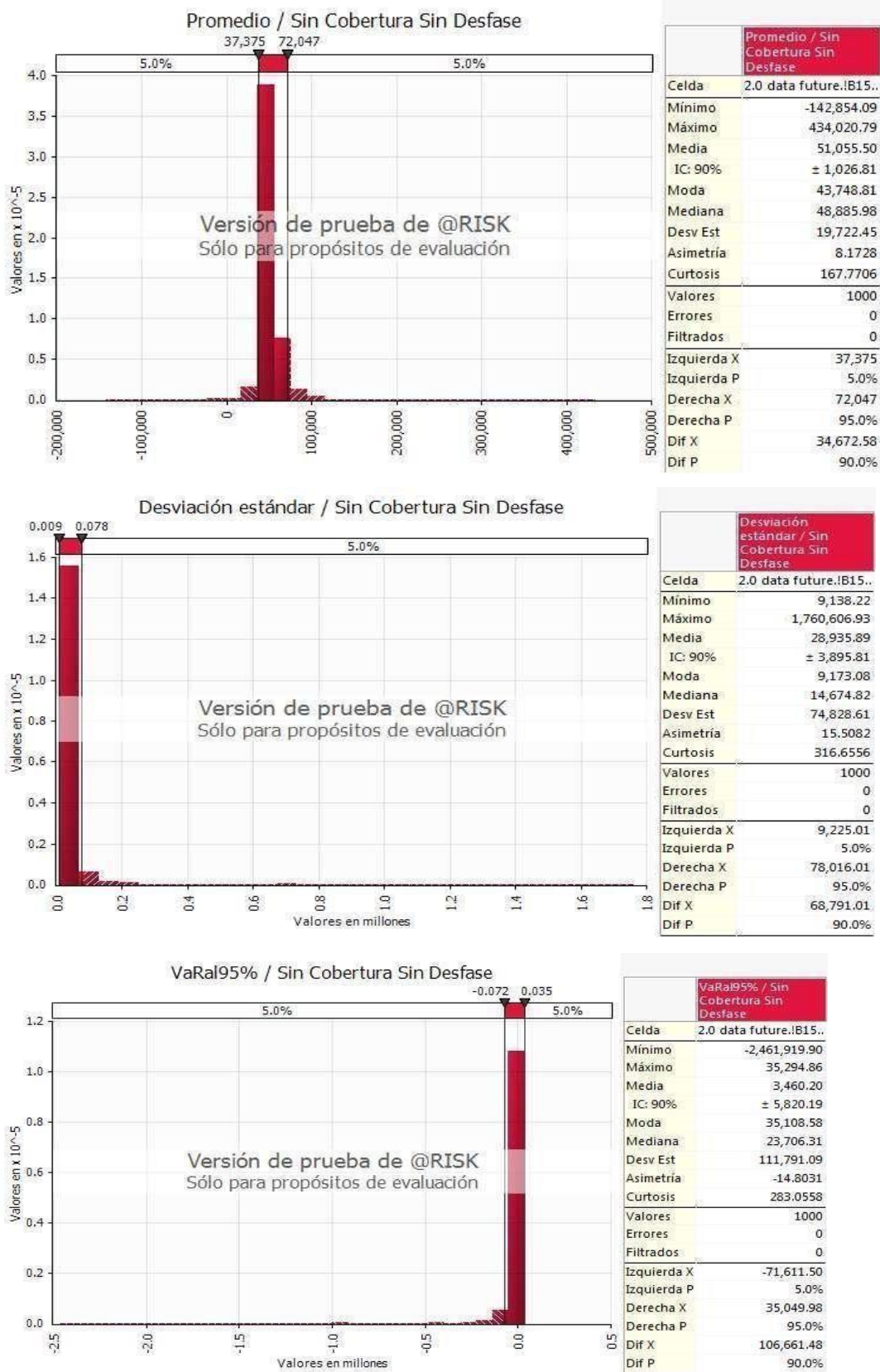
VaRa95% / Con Swap Time Spread	
Celda	1.1 data TS wap!D1..
Mínimo	-2,511,435.20
Máximo	-37,383.29
Media	-72,301.10
IC: 90%	± 6,296.86
Moda	-39,105.33
Mediana	-44,941.46
Desv Est	120,946.81
Asimetría	-11.7264
Curtosis	192.9736
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-163,690.41
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-38,285.52
Derecha P	95.0%
Dif X	125,404.90
Dif P	90.0%

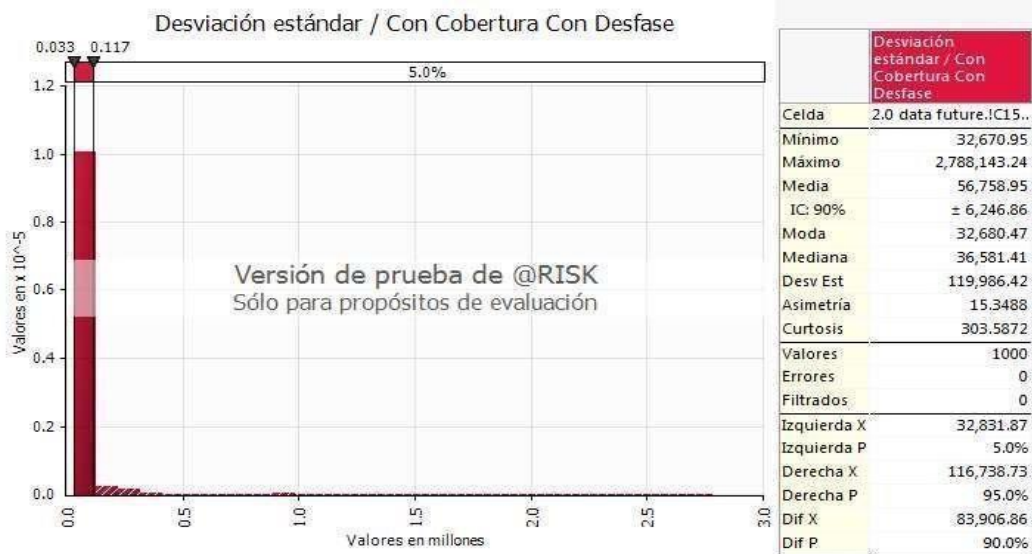
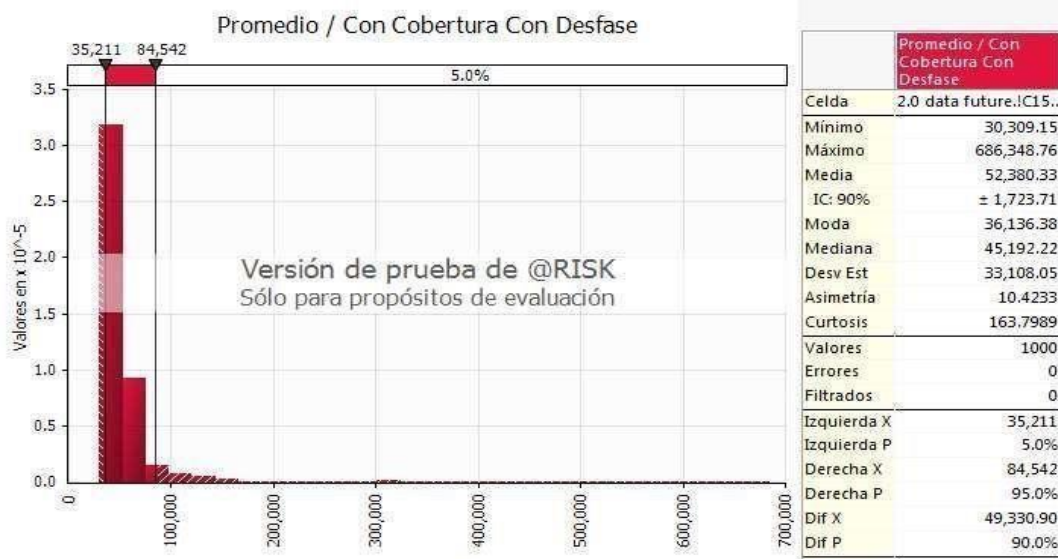
### CVaR / Con Swap Time Spread



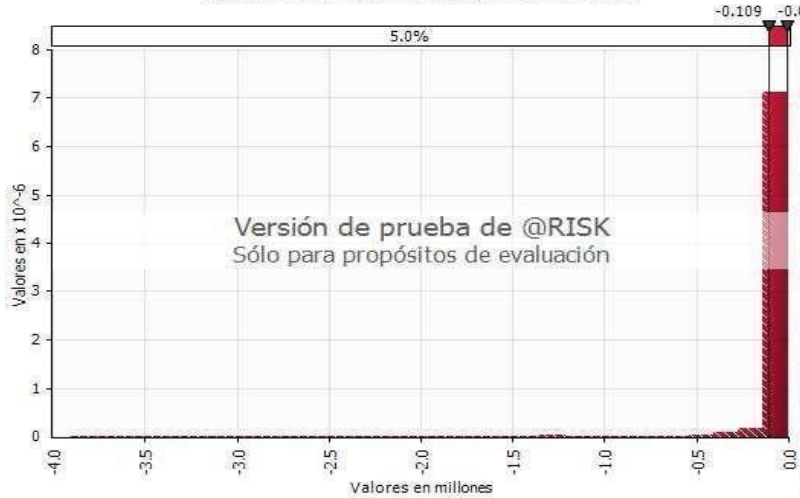
CVaR / Con Swap Time Spread	
Celda	1.1 data TS wap!D1..
Mínimo	0.0000
Máximo	0.0000
Media	0.0000
IC: 90%	± 0.0000
Moda	0.0000
Mediana	0.0000
Desv Est	0.0000
Asimetría	N/A
Curtosis	N/A
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	0.000
Izquierda P	5.0%
Derecha X	0.000
Derecha P	95.0%
Dif X	0.0000

**Figura 3.3. Data Future**



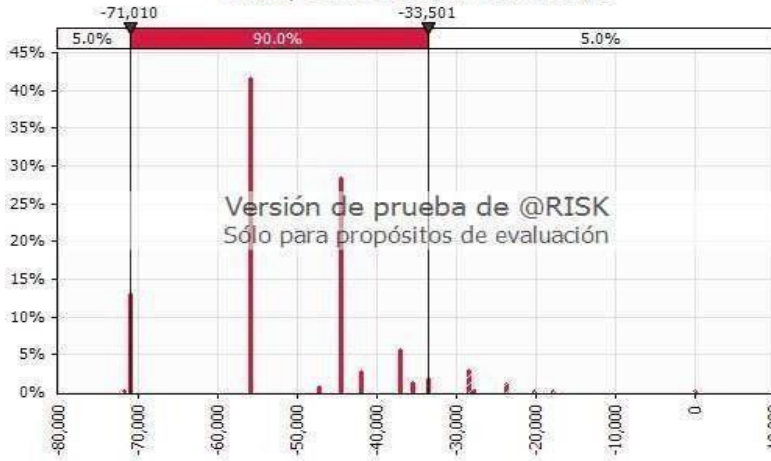


VaRa95% / Con Cobertura Con Desfase



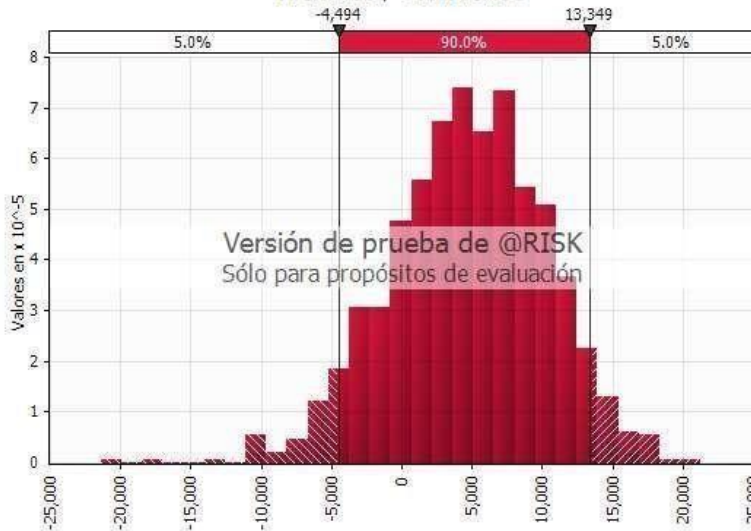
VaRa95% / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	2.0 data future.!C15..
Mínimo	-3,899,738.76
Máximo	-6,310.30
Media	-40,979.84
IC: 90%	± 8,640.55
Moda	-6,671.44
Mediana	-16,719.81
Desv Est	165,963.05
Asimetría	-16.0626
Curtosis	327,2448
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-108,563.34
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-6,795.77
Derecha P	95.0%
Dif X	101,767.57
Dif P	90.0%

CVaR / Con Cobertura Con Desfase



CVaR / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	2.0 data future.!C15..
Mínimo	-71,855.00
Máximo	0.00
Media	-51,029.41
IC: 90%	± 613.05
Moda	-55,834.21
Mediana	-55,834.21
Desv Est	11,250.35
Asimetría	0.1112
Curtosis	3.2385
Valores	913
Errores	87
Filtrados	0
Izquierda X	-71,010
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-33,501
Derecha P	95.0%

Promedio / Con Futuros



Promedio / Con Futuros	
Celda	2.0 data future.!D1..
Mínimo	-21,392.91
Máximo	21,295.10
Media	4,732.28
IC: 90%	± 288.88
Moda	7,648.92
Mediana	4,855.17
Desv Est	5,548.71
Asimetría	-0.3145
Curtosis	3.4900
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-4,494
Izquierda P	5.0%
Derecha X	13,349
Derecha P	95.0%
Dif X	17,842.78
Dif P	90.0%

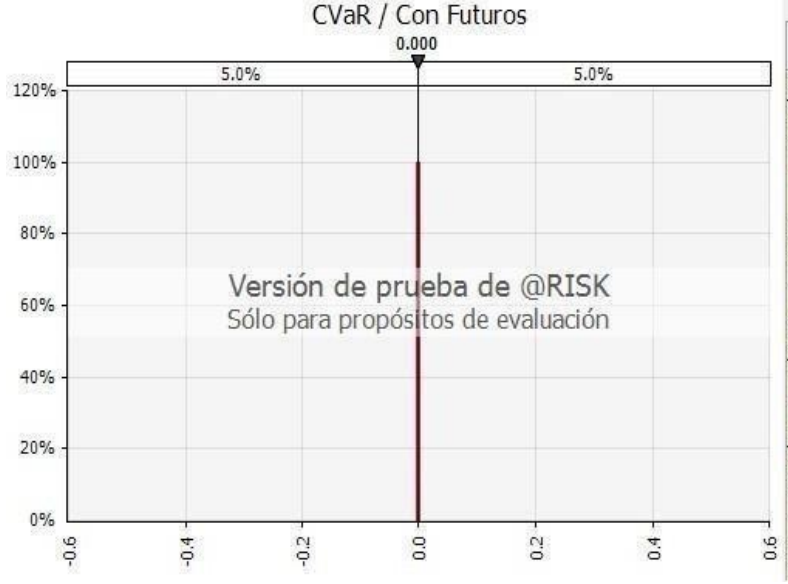




Desviación estándar / Con Futuros	
Celda	2.0 data future.!D1..
Mínimo	26,135.85
Máximo	75,268.77
Media	30,137.62
IC: 90%	± 237.63
Moda	27,034.29
Mediana	28,599.05
Desv Est	4,564.23
Asimetría	3.3904
Curtosis	23.7616
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	26,526
Izquierda P	5.0%
Derecha X	38,217
Derecha P	95.0%
Dif X	11,691.47
Dif P	90.0%

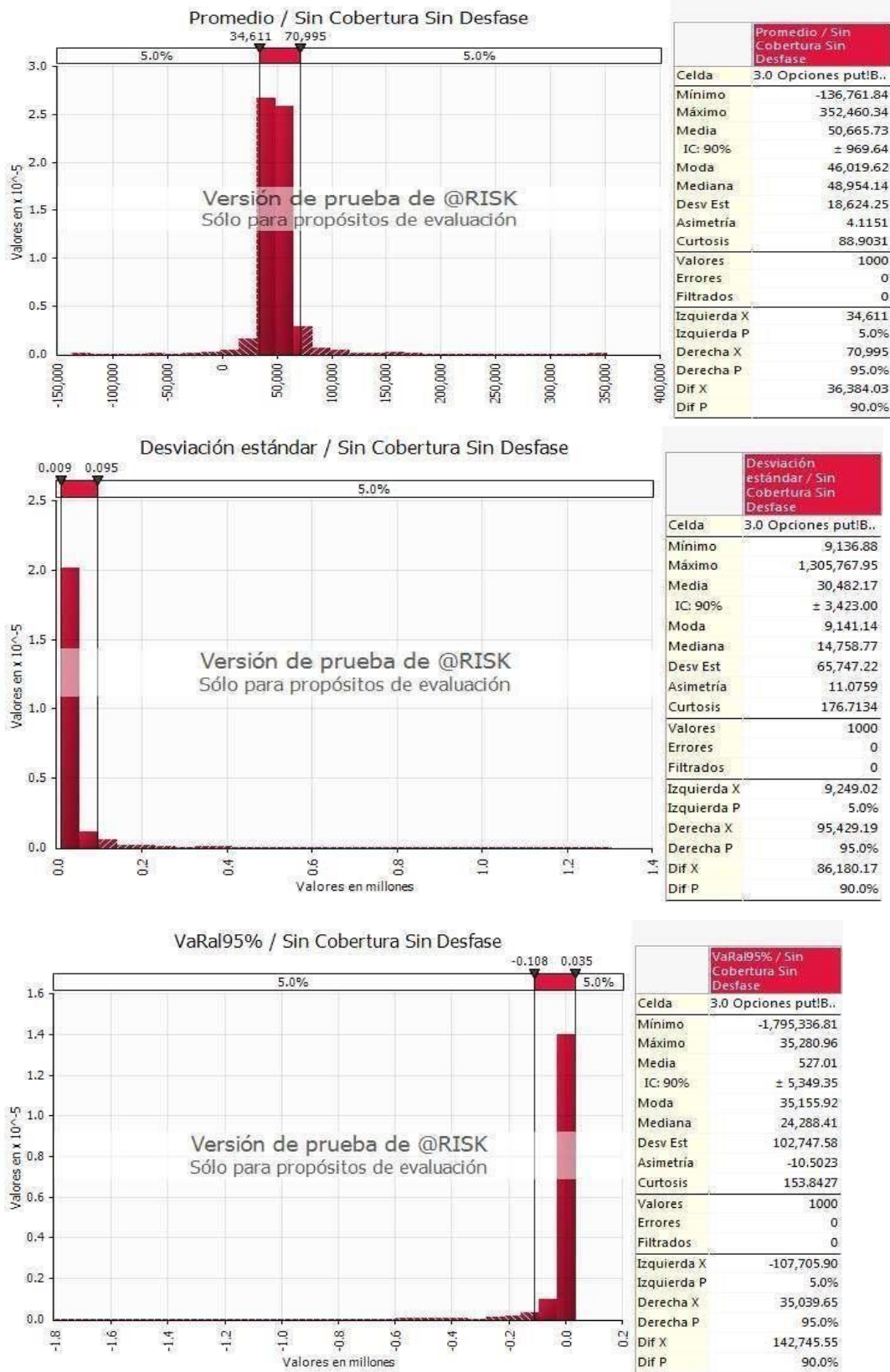


VaRa95% / Con Futuros	
Celda	2.0 data future.!D1..
Mínimo	-145,199.02
Máximo	-35,817.22
Media	-44,839.69
IC: 90%	± 561.56
Moda	-38,949.24
Mediana	-41,059.31
Desv Est	10,786.18
Asimetría	-3.1465
Curtosis	19.6774
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-65,857
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-36,530
Derecha P	95.0%
Dif X	29,326.46
Dif P	90.0%



CVaR / Con Futuros	
Celda	2.0 data future.!D1..
Mínimo	0.0000
Máximo	0.0000
Media	0.0000
IC: 90%	± 0.0000
Moda	0.0000
Mediana	0.0000
Desv Est	0.0000
Asimetría	N/A
Curtosis	N/A
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	0.000
Izquierda P	5.0%
Derecha X	0.000
Derecha P	95.0%
Dif X	0.0000

Figura 3.4. Data Opciones Put

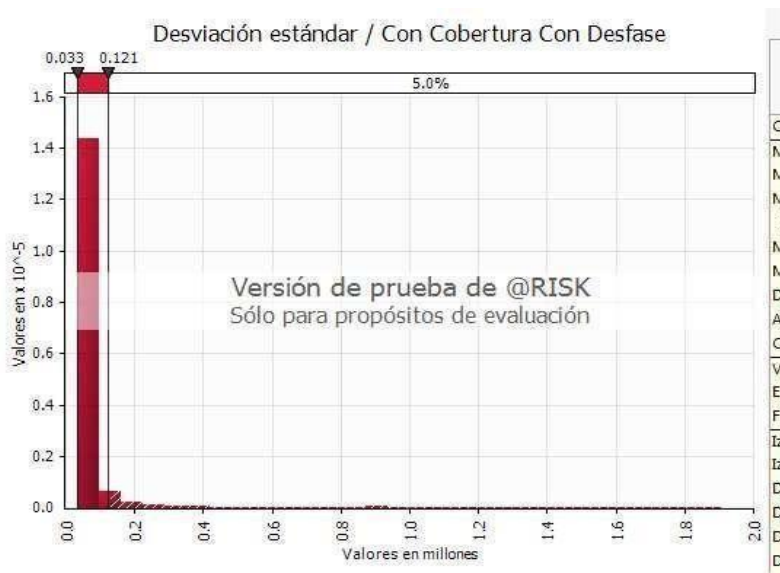




CVaR / Sin Cobertura Sin Desfase	
Celda	3.0 Opciones putIB..
Mínimo	0.00
Máximo	30,009.43
Media	14,109.33
IC: 90%	± 908.32
Moda	0.00
Mediana	0.00
Desv Est	14,746.92
Asimetría	0.1246
Curtosis	1.0417
Valores	715
Errores	285
Filtrados	0
Izquierda X	0
Izquierda P	5.0%
Derecha X	30,009
Derecha P	95.0%

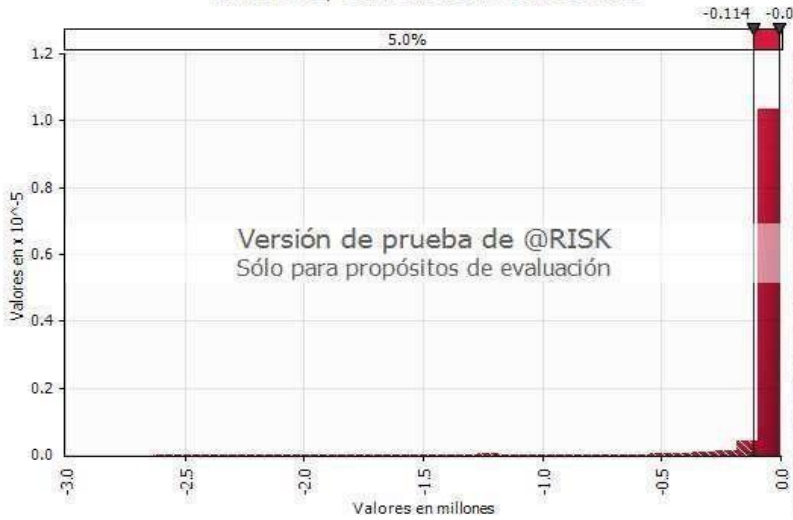


Promedio / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	3.0 Opciones putIC..
Mínimo	21,827.91
Máximo	506,667.31
Media	52,412.47
IC: 90%	± 1,464.24
Moda	42,441.00
Mediana	45,326.60
Desv Est	28,124.43
Asimetría	7.9320
Curtosis	100.0760
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	35,307
Izquierda P	5.0%
Derecha X	86,519
Derecha P	95.0%
Dif X	51,211.72
Dif P	90.0%



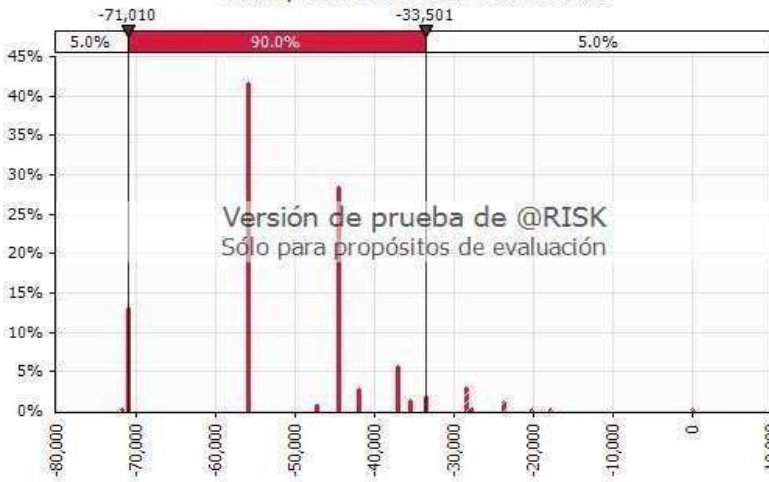
Desviación estándar / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	3.0 Opciones putIC..
Mínimo	32,672.32
Máximo	1,905,856.59
Media	55,287.57
IC: 90%	± 4,786.47
Moda	32,831.14
Mediana	37,061.27
Desv Est	91,935.93
Asimetría	12.6697
Curtosis	210.5971
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	32,816.20
Izquierda P	5.0%
Derecha X	121,305.76
Derecha P	95.0%
Dif X	88,489.56
Dif P	90.0%

VaRa95% / Con Cobertura Con Desfase



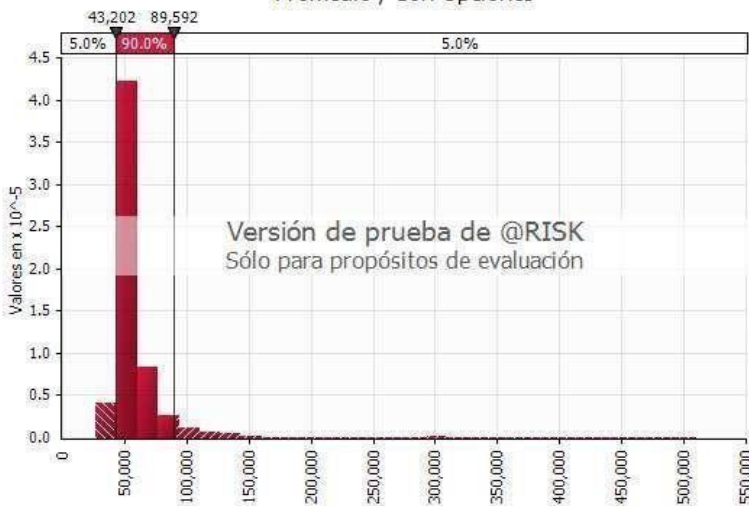
VaRa95% / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	3.0 Opciones put/C..
Mínimo	-2,628,187.81
Máximo	-6,324.84
Media	-38,527.50
IC: 90%	± 6,509.35
Moda	-6,910.20
Mediana	-17,145.41
Desv Est	125,028.14
Asimetría	-13.4086
Curtosis	231.5677
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-114,196.67
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-6,943.44
Derecha P	95.0%
Dif X	107,253.23
Dif P	90.0%

CVaR / Con Cobertura Con Desfase



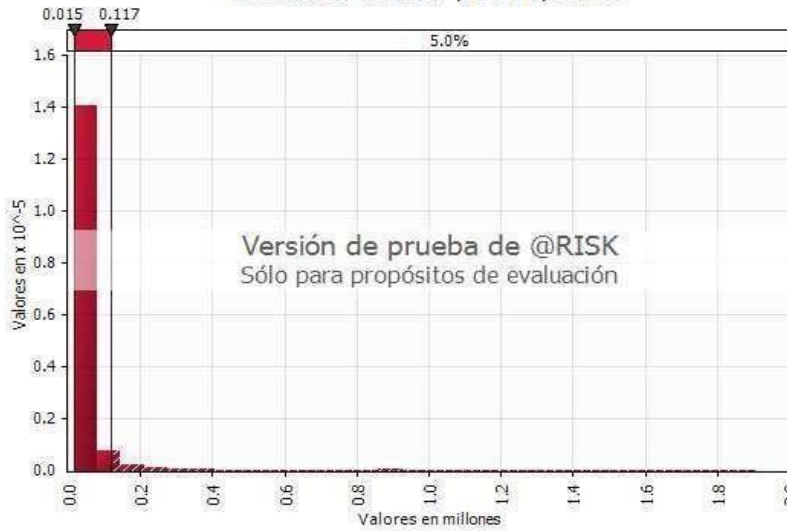
CVaR / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	3.0 Opciones put/C..
Mínimo	-71,855.00
Máximo	0.00
Media	-51,029.41
IC: 90%	± 613.05
Moda	-55,834.21
Mediana	-55,834.21
Desv Est	11,250.35
Asimetría	0.1112
Curtosis	3.2385
Valores	913
Errores	87
Filtrados	0
Izquierda X	-71,010
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-33,501
Derecha P	95.0%

Promedio / Con Opciones



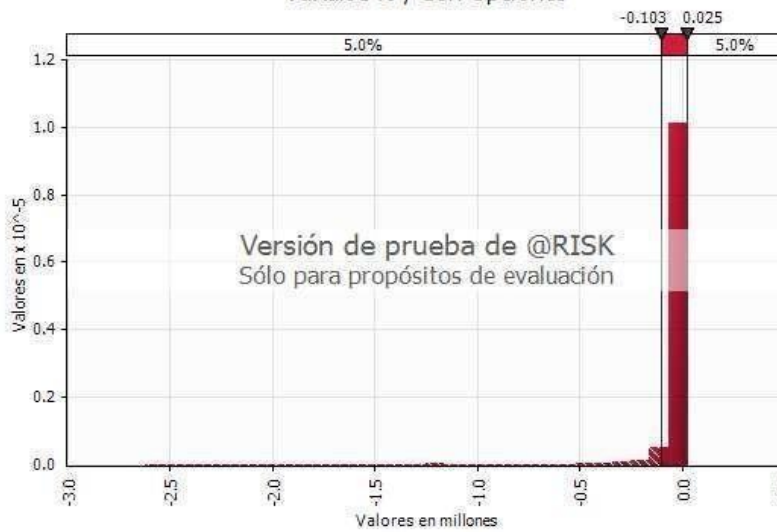
Promedio / Con Opciones	
Celda	3.0 Opciones put/D..
Mínimo	27,289.12
Máximo	509,910.42
Media	57,909.41
IC: 90%	± 1,414.50
Moda	50,187.62
Mediana	51,463.71
Desv Est	27,169.04
Asimetría	8.5827
Curtosis	111.9651
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	43,202
Izquierda P	5.0%
Derecha X	89,592
Derecha P	95.0%
Dif X	46,389.97
Dif P	90.0%

### Desviación estándar / Con Opciones



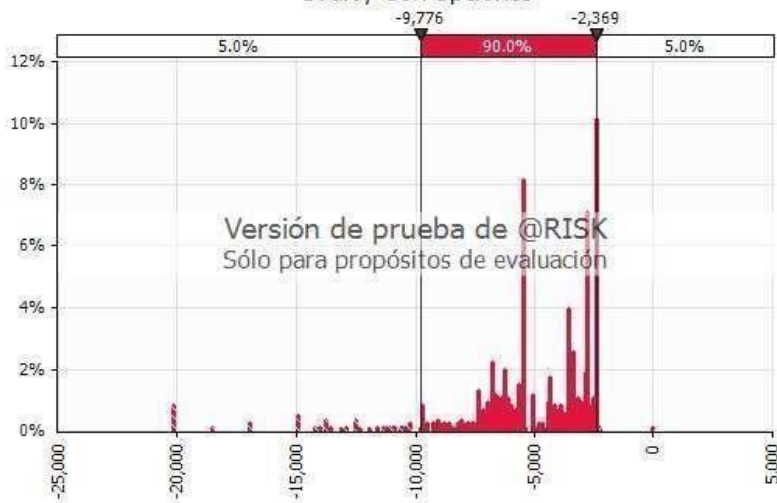
Desviación estándar / Con Opciones	
Celda	3.0 Opciones putID..
Mínimo	14,941.61
Máximo	1,904,829.68
Media	40,543.61
IC: 90%	± 4,907.27
Moda	15,656.43
Mediana	19,460.34
Desv Est	94,256.24
Asimetría	12.1501
Curtosis	197.5284
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	15,325.53
Izquierda P	5.0%
Derecha X	116,526.73
Derecha P	95.0%
Dif X	101,201.19
Dif P	90.0%

### VaRa95% / Con Opciones



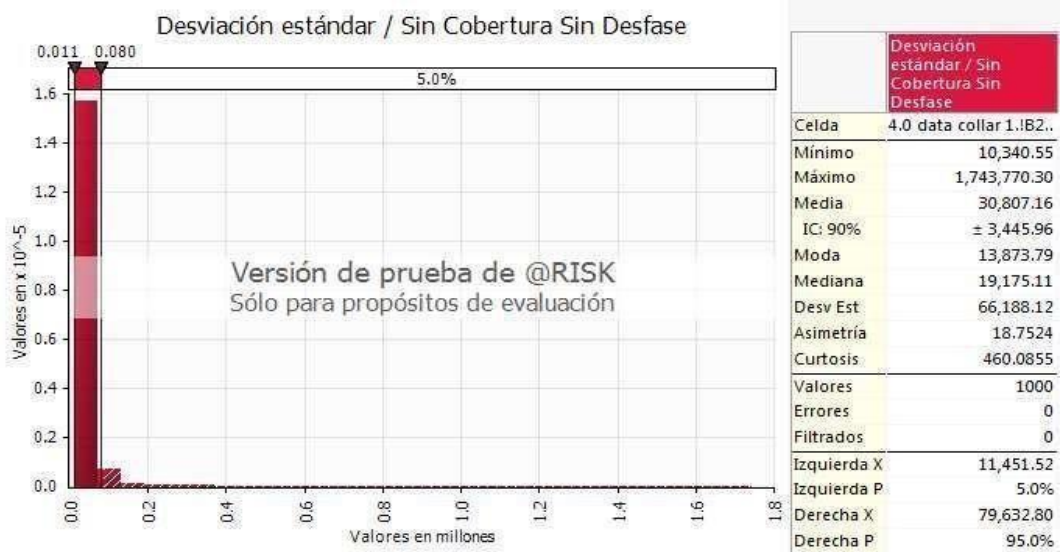
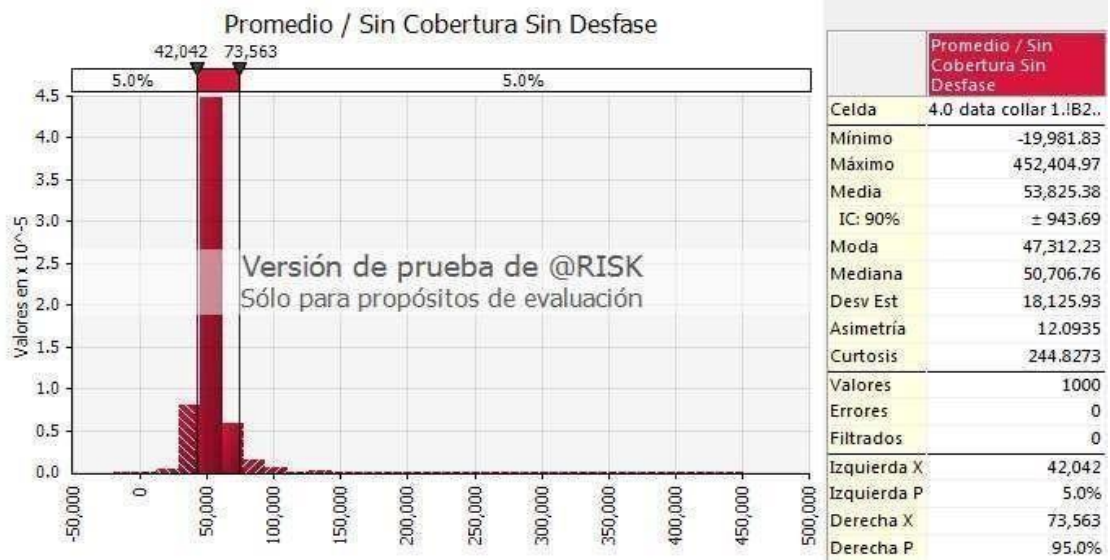
VaRa95% / Con Opciones	
Celda	3.0 Opciones putID..
Mínimo	-2,623,255.59
Máximo	25,856.37
Media	-8,778.89
IC: 90%	± 6,713.30
Moda	24,533.95
Mediana	17,838.75
Desv Est	128,945.61
Asimetría	-12.7481
Curtosis	214.2558
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-103,309.57
Izquierda P	5.0%
Derecha X	24,989.55
Derecha P	95.0%
Dif X	128,299.12
Dif P	90.0%

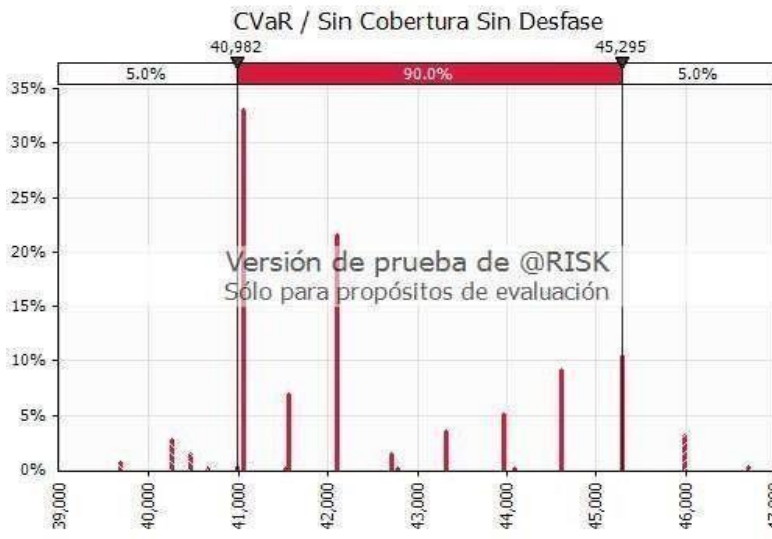
### CVaR / Con Opciones



CVaR / Con Opciones	
Celda	3.0 Opciones putID..
Mínimo	-20,143.13
Máximo	0.00
Media	-4,952.86
IC: 90%	± 161.71
Moda	-2,368.55
Mediana	-3,938.33
Desv Est	2,880.06
Asimetría	-2.2015
Curtosis	10.1689
Valores	860
Errores	140
Filtrados	0
Izquierda X	-9,776
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-2,369
Derecha P	95.0%
Dif X	7,407.28

**Figura 3.5. Data Collar**





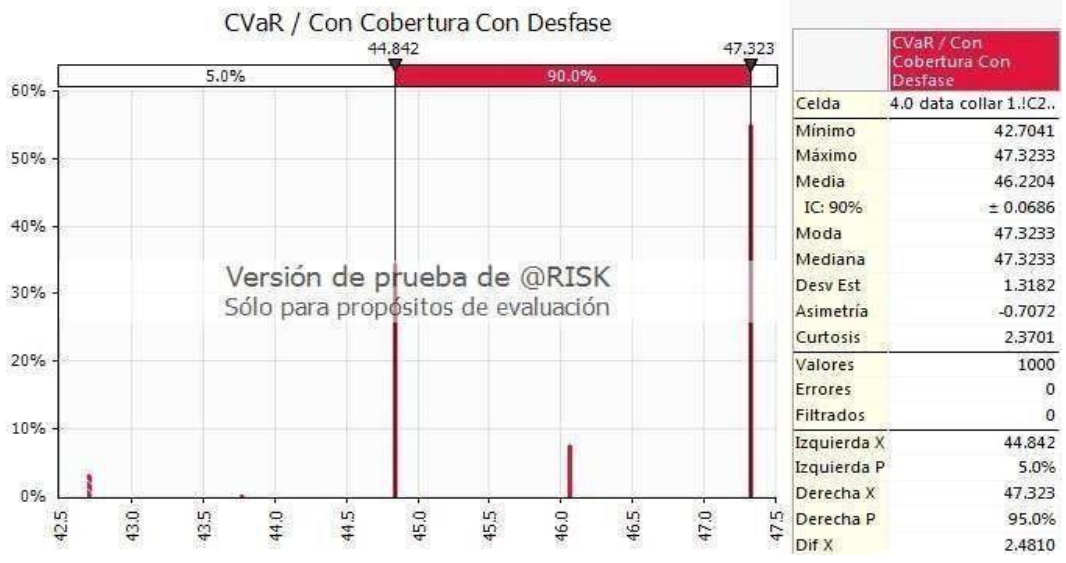
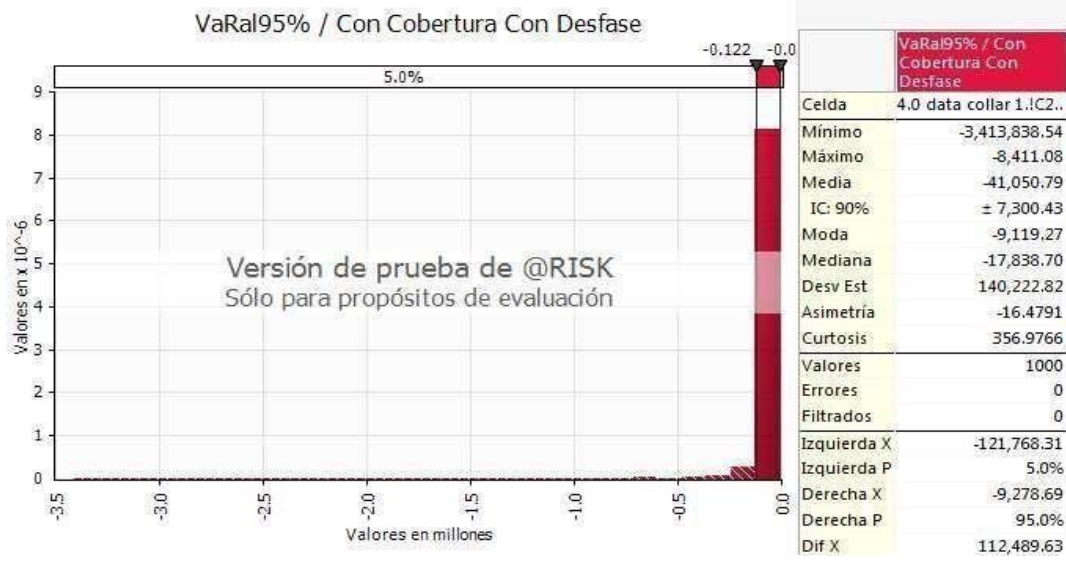
CVaR / Sin Cobertura Sin Desfase	
Celda	4.0 data collar 1.!B2..
Mínimo	39,671.24
Máximo	46,710.00
Media	42,473.23
IC: 90%	± 87.44
Moda	41,053.80
Mediana	42,104.79
Desv Est	1,679.47
Asimetría	0.7207
Curtosis	2.1336
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	40,982
Izquierda P	5.0%
Derecha X	45,295
Derecha P	95.0%
Dif X	4,312.99



Promedio / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	4.0 data collar 1.!C2..
Mínimo	31,604.18
Máximo	627,942.54
Media	54,490.53
IC: 90%	± 1,556.84
Moda	40,831.36
Mediana	47,487.47
Desv Est	29,903.03
Asimetría	9.6625
Curtosis	154.1645
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	36,983
Izquierda P	5.0%
Derecha X	89,790
Derecha P	95.0%
Dif X	52,807.19



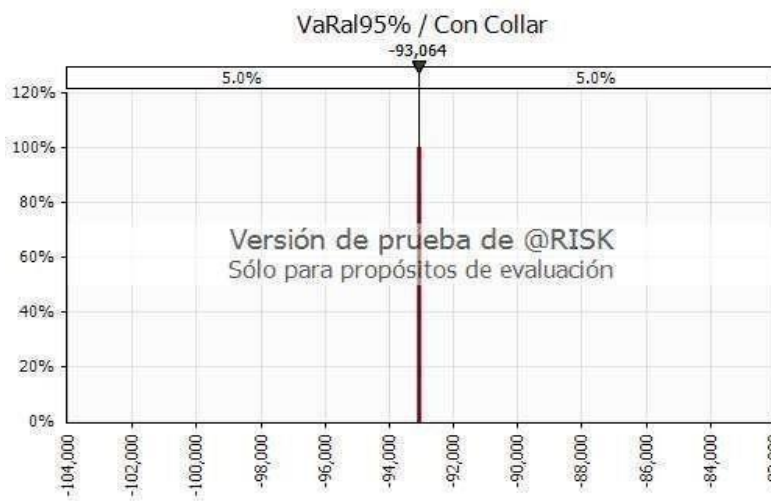
Desviación estándar / Con Cobertura Con Desfase	
Celda	4.0 data collar 1.!C2..
Mínimo	33,518.77
Máximo	2,457,228.42
Media	58,084.99
IC: 90%	± 5,331.94
Moda	35,178.67
Mediana	38,013.34
Desv Est	102,413.17
Asimetría	15.4885
Curtosis	323.5062
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	33,975.35
Izquierda P	5.0%
Derecha X	126,946.86
Derecha P	95.0%







Desviación estándar / Con Collar	
Celda	4.0 data collar 1..ID2..
Mínimo	89,078.4307
Máximo	89,078.4307
Media	89,078.4307
IC: 90%	± 0.00
Moda	89,078.4307
Mediana	89,078.4307
Desv Est	0.0000
Asimetría	N/A
Curtosis	N/A
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	89,078
Izquierda P	5.0%
Derecha X	89,078
Derecha P	95.0%
Dif X	0.0000



VaRa95% / Con Collar	
Celda	4.0 data collar 1..ID2..
Mínimo	-93,064.4385
Máximo	-93,064.4385
Media	-93,064.4385
IC: 90%	± 0.00
Moda	-93,064.4385
Mediana	-93,064.4385
Desv Est	0.0000
Asimetría	N/A
Curtosis	N/A
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-93,064
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-93,064
Derecha P	95.0%



CVaR / Con Collar	
Celda	4.0 data collar 1..ID2..
Mínimo	-99,881.3295
Máximo	-99,881.3295
Media	-99,881.3295
IC: 90%	± 0.00
Moda	-99,881.3295
Mediana	-99,881.3295
Desv Est	0.0000
Asimetría	N/A
Curtosis	N/A
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	-99,881
Izquierda P	5.0%
Derecha X	-99,881
Derecha P	95.0%
Dif Y	0.0000

## BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Peruana De Noticias. (2017). *Refinería de Talara tendrá unidad de Flexicoking para procesar crudos pesados*, de Agencia Peruana de Noticias. Obtenido de <https://andina.pe/agencia/noticia-refineria-talara-tendra-unidad-flexicoking-para-procesar-crudos-pesados-27>
- Alonso, D. (2013). *Analizando tus Inversiones*. Obtenido de Diario Gestión: <https://gestion.pe/blog/analizandotusinversiones/2013/10/que-significa-hacer-trading.html>
- Aróoz, M. (2014). *Precios de los Combustibles*. Obtenido de Diario Perú21: <https://peru21.pe/opinion/precio-combustibles-196100>
- Belaunde, G. (2012). *El Riesgo de Commodities*. Obtenido de Diario Gestión: <https://gestion.pe/blog/riesgosfinancieros/2012/09/el-riesgo-de-commodities.html?ref=gesr>
- Borrel, M y Roa, A. (1990). *El mercado de futuros*. Madrid España : Espansión.
- Ccaccya, D. (2015). Informe Financiero: Riesgos Financieros. *Actualidad Empresarial*, N° 337.
- Chicago Mercantile Exchange. (2008). *Futuros y Opciones de CME: Guía de Estrategia (en línea)*. Chicago, Estados Unidos.
- CNMV – Comisión Nacional del Mercado de Valores España. (2011). *Guía de órdenes de valores*. España: Diseño: Cdouble.
- Costa Ran, L.; Font Vilalta, (1993). *M. Commodities. Mercados financieros sobre materias primas*. Madrid, España. Editorial ESIC. (s.f.).
- Díez de Castro, L.; Mascareñas, J. (1991). *Ingeniería financiera. La gestión en los mercados financieros internacionales*. Madrid, España: McGraw-Hill.
- Douglas, J. (1994). *Time Series Analysis*.
- ElEconomista.es. (2018). *Diccionario de Economía* . Obtenido de <http://www.economista.es/diccionario-de-economia/trading>
- Francischetti, C., Bertassi, A. Souza, L. Padoveze, C., Calil, J. (2014). *El análisis de riesgos como herramienta para la toma de decisiones relativas a inversiones*.
- Futuros Trading, L. (2018). *Ordenes*. Obtenido de <https://futuros.com/ordenes/>

- FXStreet., P. (2018). *Tipos de Ordenes – Curso de Forex*. . Obtenido de <https://www.fxstreet.es/education/tipos-de-ordenes-curso-de-forex-201804261006>
- Germes, A. (2017). *¿Qué es un precio spot en futuros?* . Obtenido de Quora : <https://es.quora.com/Qu%C3%A9-es-un-precio-spot-en-futuros>.
- Gómez, R. (2006). *Fundamentos del Mercado de Derivados (en línea)*. . Málaga, España: Universidad de Málaga.
- Gray, S. y Place, J. (2003). *Derivados Financieros*. México D.F.: Centro de Estudios Monetarios Latinoamericanos.
- Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. (2014). *Metodología de la Investigación* (6 ed.). México: McGraw-Hill.
- Hull, J. (2005). *Introducción a los mercados de futuros y opciones* (4 ed.). España: Prentice Hall.
- ITCV. (2015). *Información Financiera*. Obtenido de Instituto Tecnológico de Ciudad Victoria: . <http://itcved-tu.blogspot.mx/p/21-concepto-de-inventario-y-tipo-de.html>
- Jorion, P. (1999). *Valor en Riesgo*. México: Limusina.
- Kolb, R. (2005). *Futures, Options & Swaps*. Capítulo 20.
- Kupiec, P. (1995). Techniques for verifying the accuracy of risk management models. *Journal of Derivatives*, 3(2), 73–84.
- Labuszewski, J. Nyhoff, J. Gibbs, D. (2013). Entendiendo los Futuros sobre Índices Bursátiles. *CME GROUP*.
- Loayza, V. (2018). La industria suele estar dividida en tres sectores principales: Upstream, Midstream y Downstream. *Mercados de Futuros, CONASEV*. Obtenido de <https://www.ecom-ex.com/es/soluciones/sectores/industria-del-petroleo-y-el-gas/>
- Mascareñas, J. (2005). *Opciones*. Madrid: Universidad Complutense de Madrid.
- Mercados.Lat. (2018). *Diccionario de términos*. Obtenido de <http://www.mercados.lat/index.php/diccionario-de-terminos/item/4230-que-es-un-liquidacion-en-efectivo>
- Naranjo, E. (2016). *El Mercado de Commodities (Materias Primas)*. Obtenido de 21 TRADING COACH: <https://www.21tradingcoach.com/es/formaci%C3%B3n->

gratuita/introducci%C3%B3n-a-los-mercados-financieros/110-el-mercado-de-commodities-materias-primas

- Olasagasti, O. (2015). *Gestión del Riesgo y mercados financieros*. España: Editorial: Delta Publicaciones.
- OPECU. (2018). *OPECU: Precios de combustibles de referencia internacional bajan hasta 1,72% por galón y GLP 0,6% por kilo*. Obtenido de <https://opecu.org.pe/2018/06/18/opecu-precios-de-combustibles-de-referencia-internacional-bajan-hasta-172-por-galon-y-glp-06-por-kilo>
- Perottie, E. (2008). *Lecturas sobre Derivados*. Rosario, Argentina.: Swaps (en línea).
- Peterson, P. E. (2015). *Contango and Backwardation as Predictors of Commodity Price Direction. Proceedings of the NCCC-134 Conference on Applied Commodity Price Analysis, Forecasting, and Market Risk Management*. St. Louis, MO.
- Petroblogger.com. (2018). *Concepto de Paridad de Importación*. Obtenido de Blog sobre la Industria del Petróleo y Gas Natural: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/concepto-paridad-importacion/>
- Petroperú. (2016). *Memoria de Sostenibilidad*.
- Petroperú. (2017). *Memoria Anual*.
- Ruiz, D. (2013). *Analizando tus Inversiones*. . Obtenido de Diario Gestión. : <https://gestion.pe/blog/analizandotusinversiones/2013/10/que-significa-hacer-trading.html>
- Salazar, A. (2018). *Estrategia de collar*. Obtenido de ABCFINANZAS.COM : <https://www.abcfinanzas.com/finanzas-personales/estrategia-de-collar>
- Socola, I. (2010). Informe Financiero: El contrato de futuros. *Actualidad Empresarial*, 208. Obtenido de [http://aempresarial.com/web/revitem/9\\_11101\\_28481.pdf](http://aempresarial.com/web/revitem/9_11101_28481.pdf)
- Tooptipfinance.Com. (2018). *Revista de alfabetización financiera, finanzas e inversión: definiciones básicas, consejos, recomendaciones*. . Obtenido de <https://es.tooptipfinance.com/>
- Trading, T. d. (2018). *Opciones financieras exóticas*. Obtenido de . <https://www.tecnicasdetrading.com/2012/05/opciones-financieras-exoticas.html> (2012-2018; 14:05 h).
- Zapata, J. (2014). *Fundamentos de la Gestión de Inventarios*. Medellín, Colombia: Centro Editorial Esumer.