

**METODOLOGÍA PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS DE LA INDUSTRIA OIL&GAS  
EN COLOMBIA, BASADA EN HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS ÓPTIMAS Y  
EFICIENTES QUE PERMITAN FACILITAR EL DESARROLLO DE PROYECTOS**

**ANDRES FELIPE MARIN TRIANA  
MARIA JOSE QUIMBAYO MORA**

**PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:  
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE PROYECTOS**

**ORIENTADOR  
LUCAS D'AURIA SÁNCHEZ  
MSC INTERNATIONAL RELATIONS THEORY DE THE LONDON SCHOOL OF  
ECONOMICS AND POLITICAL SCIENCE**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS Y ADMINISTRATIVAS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE PROYECTOS  
BOGOTÁ, D. C.**

**2021**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

Firma Director Especialización

---

Firma Calificado

Bogotá D.C. Septiembre de 2021

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigación

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas

Dr. Marcel Hofstetter Gascon

Director Especialización Gerencia de Proyectos

Dr. Julián Andrés Gómez Vargas

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## TABLA DE CONTENIDO

	pág.
<b>RESUMEN</b>	<b>11</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>12</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>14</b>
<b>1. GENERALIDADES</b>	<b>15</b>
<b>1.1 Industria Oil&amp;Gas</b>	<b>15</b>
1.1.1 <i>Upstream</i>	16
1.1.2 <i>Midstream</i>	19
1.1.3 <i>Downstream</i>	20
<b>1.2 Desarrollo de proyectos de la industria Oil&amp;Gas</b>	<b>21</b>
1.2.1 <i>Visualización</i>	22
1.2.2 <i>Desarrollo de ingenierías</i>	22
1.2.3 <i>Construcción</i>	23
1.2.4 <i>Puesta en marcha y operación</i>	23
1.2.5 <i>Operación</i>	24
<b>2. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS DE LA INDUSTRIA OIL&amp;GAS</b>	<b>25</b>
<b>2.1 Riesgos de procesos</b>	<b>25</b>
2.1.1 <i>Análisis de riesgo preliminar (PHA)</i>	28
2.1.2 <i>Análisis de modos y efectos de falla (FMEA)</i>	29
2.1.3 <i>Riesgo y operabilidad (HAZOP)</i>	30
<b>2.2 Riesgos de proyectos</b>	<b>32</b>
2.2.1 <i>Riesgos políticos</i>	33
2.2.2 <i>Riesgos geológicos</i>	33
2.2.3 <i>Riesgos de costos</i>	35
2.2.4 <i>Precios de petróleo y gas</i>	38
<b>3. GESTIÓN DE RIESGOS</b>	<b>39</b>

<b>3.1 Metodologías colombianas de gestión de riesgos</b>	<b>40</b>
3.1.1 NTC 5254	40
3.1.2 DAFP	41
<b>3.2 Gestión de riesgos en proyectos</b>	<b>42</b>
3.2.1 Project Management Body of Knowledge (PMBOK)	42
3.2.2 PProjects IN Controlled Environments 2 (PRINCE2)	43
3.2.3 Project Management Squire (PM <sup>2</sup> )	44
3.2.4 Project Risk Analysis and Management Guide (PRAM)	44
3.2.5 ISO 31000:2018	45
3.2.6 Comparativa de las metodologías	46
<b>4. PROPUESTA DE METODOLOGÍA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE RIESGOS EN LA INDUSTRIA OIL&amp;GAS COLOMBIANA</b>	<b>51</b>
<b>4.1 Metodología en el sector Oil&amp;Gas</b>	<b>51</b>
4.1.1 Planeación	52
4.1.2 Identificación	53
4.1.3 Evaluación	53
4.1.4 Tratamiento	54
4.1.5 Monitoreo	55
4.1.6 Comunicación	56
<b>4.2 Propuesta de metodología</b>	<b>57</b>
4.2.1 Herramientas para la identificación de riesgos	61
4.2.2 Herramientas de análisis cualitativos y cuantitativos de riesgos	61
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>64</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>65</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Cadena de valor de la industria petrolera.	15
Figura 2. Sector upstream.	16
Figura 3. Sistema petrolero.	17
Figura 4. Ciclo de vida del proyecto.	21
Figura 5. Fases de un proyecto de ingeniería.	22
Figura 6. Variación de variables en las etapas de un proyecto.	25
Figura 7. Estratos de la piramide de seguridad de una planta.	26
Figura 8. Metodología de la valoración del riesgo.	27
Figura 9. Resumen de las principales técnicas para realizar análisis de riesgos.	28
Figura 10. Matriz de clasificación del riesgo – PHA.	29
Figura 11. Principales características del análisis de riesgos FMEA.	30
Figura 12. Metodología análisis HAZOP.	31
Figura 13. Riesgos de la industria Oil&Gas.	32
Figura 14. Intervalos de variación para algunos parametros.	33
Figura 15. Definición de variables.	37
Figura 16. Metodología gestión de los riesgos AS/NZ 4360.	40
Figura 17. Metodología para la administración del riesgo (DAFP).	41
Figura 18. Metodología PMBOK.	42
Figura 19. Metodología PRINCE2.	43
Figura 20. Metodología PM <sup>2</sup> .	44
Figura 21. Metodología PRAM.	45
Figura 22. Metodología ISO31000:2018.	46
Figura 23. Ciclo de gestión de riesgos.	51
Figura 24. Proceso de planeación.	52
Figura 25. Proceso de identificación.	53
Figura 26. Proceso de evaluación.	54
Figura 27. Proceso de tratamiento.	55
Figura 28. Proceso de monitoreo.	56

Figura 29. Proceso de comunicación.	57
Figura 30. Fuentes de riesgo.	58
Figura 31. Metodología propuesta para la gestión de los riesgos.	59
Figura 32. Esquema metodología simulación Monte Carlo.	63

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>AACE</b>	Association for the Advancement of Cost Engineering
<b>ABEX</b>	Costos de abandono
<b>APM</b>	Association for Project Management
<b>APR</b>	Análisis Preliminar de Riesgo
<b>BSW</b>	Basic Sediment and Water
<b>CAPEX</b>	Capital expenditures
<b>CEI</b>	Índice Dow de Explosiones Químicas
<b>CoEPM</b>	Centre of Excellence in Project Management Methodology
<b>CPI</b>	Consumer Price Index
<b>DAFP</b>	Departamento Administrativo de la Función Pública
<b>EMV</b>	Valor monetario esperado
<b>ETA</b>	Análisis de Árbol de Eventos
<b>F&amp;EI</b>	Índice Dow de Fuego y Explosión
<b>FEED</b>	A front-end engineering design
<b>FMEA</b>	Modos de Falla y Análisis de Efectos
<b>FMEA</b>	Failure Mode and Effect Analysis
<b>FTA</b>	Análisis de Árbol de Falla
<b>HAZOP</b>	Análisis de Peligro y Operabilidad
<b>HAZOP</b>	Hazard and Operability Study
<b>HSE</b>	Health and Safety Executive
<b>IEC</b>	The International Electrotechnical Commission
<b>ISO</b>	Organización Internacional de Normalización
<b>KOD</b>	Knock Out Drum
<b>LOPA</b>	Análisis de Capas de Protección
<b>MOR</b>	Management of Risk
<b>OGC</b>	Office Government Commerce
<b>OPEP</b>	Organización de Países Exportadores de Petróleo
<b>OPEX</b>	Operating expenses or expenditure
<b>PHA</b>	Preliminary Risk Analysis

<b>PHVA</b>	Planificar, Hacer. Verificar, Actuar
<b>PMBOK</b>	Project Management Body of Knowledge
<b>PMI</b>	Project Management Institute
<b>PRAM</b>	Project Risk Analysis and Management Guide
<b>USD</b>	U.S DOLLAR
<b>WTI</b>	West Texas intermediate

## RESUMEN

El objetivo principal del desarrollo de este proyecto es definir una metodología donde se tenga en cuenta las herramientas y técnicas para una gestión de riesgo eficaz en el sector Oil&Gas Colombiano; para ello fue imprescindible realizar una búsqueda exhaustiva de los riesgos en los proyectos y en las empresas, y las variables que toman un rol muy importante en tal sector.

También, se mencionan las principales metodologías implementadas en Colombia, comparándolas entre sí, y se muestra minuciosamente la metodología que maneja una empresa líder de petróleo en Colombia. Por último, mediante un diagrama tipo ciclo se da a conocer la metodología propuesta con sus etapas correspondientes.

**Palabras clave:** Gestión de Riesgos, Industria Colombiana, Metodología, Oil&Gas, Petróleo, Riesgos.

## INTRODUCCIÓN

La industria Oil&Gas en Colombia, se ve impactada principalmente por la gran volatilidad de los precios del petróleo y la cantidad de reservas con las que cuenta el país, por lo cual se deben buscar nuevos proyectos que conlleven a una transición energética y también al aumento de las reservas, principalmente con proyectos de exploración o con el empleo de nuevas tecnologías para aumentar el factor de recobro.

Los proyectos del sector Oil&Gas, abarcan un alto grado de incertidumbre (principalmente upstream), por lo cual en estos proyectos se cuenta con grandes niveles de riesgos. Con el fin de disminuir la incertidumbre se deben identificar las variables que la generan y con ello poder emplear herramientas y técnicas que permitan gestionar los riesgos para lograr una toma óptima de decisiones.

Las principales variables que presentan incertidumbre son el precio del crudo, la producción de fluidos, el CAPEX y el OPEX. Debido a esto se debe definir una efectiva gestión de riesgos con el objetivo de mantener las variables dentro de límites definidos y aceptados, esto con el fin de mantener los riesgos negativos con un efecto mínimo o nulo sobre los proyectos y hacer incidir sobre los factores que provocan los riesgos positivos en los proyectos.

Mediante la identificación, análisis, respuesta y control de los riesgos, se pueden desarrollar proyectos que presentan mayor flexibilidad y estabilidad ante la incertidumbre de las variables que la presentan. Debido a eso implementar un sistema de gestión de riesgos efectivo ayudará al desarrollo de nuevos proyectos en el sector y así mitigar los riesgos negativos mencionados anteriormente.

Con el desarrollo del proyecto se busca identificar y consolidar una metodología que implemente herramientas y técnicas para la gestión de riesgos específicamente para el sector Oil&Gas, esto debido a la gran importancia que tiene ese sector en la economía

de Colombia y adicionalmente para el desarrollo de nuevos proyectos sostenibles para el país.

La participación del especialista en gerencia de proyectos es de gran importancia en el desarrollo de este trabajo debido que está capacitado para enfrentarse a problemas que se dan en todo el ciclo de vida de un proyecto, adicionalmente cuenta con el entendimiento en todas las áreas del conocimiento de un proyecto lo que permite integrar la gestión de riesgos efectivamente con las demás áreas. Adicionalmente, cuenta con conocimientos específicos en la gestión de riesgos, que ayuda a argumentar y seleccionar la metodología con las herramientas y técnicas adecuadas para el sector Oil&Gas.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo general**

Definir una metodología confiable para la gestión de riesgos de la industria Oil&Gas en Colombia, basada en herramientas y técnicas óptimas y eficientes que permitan facilitar el desarrollo de proyectos.

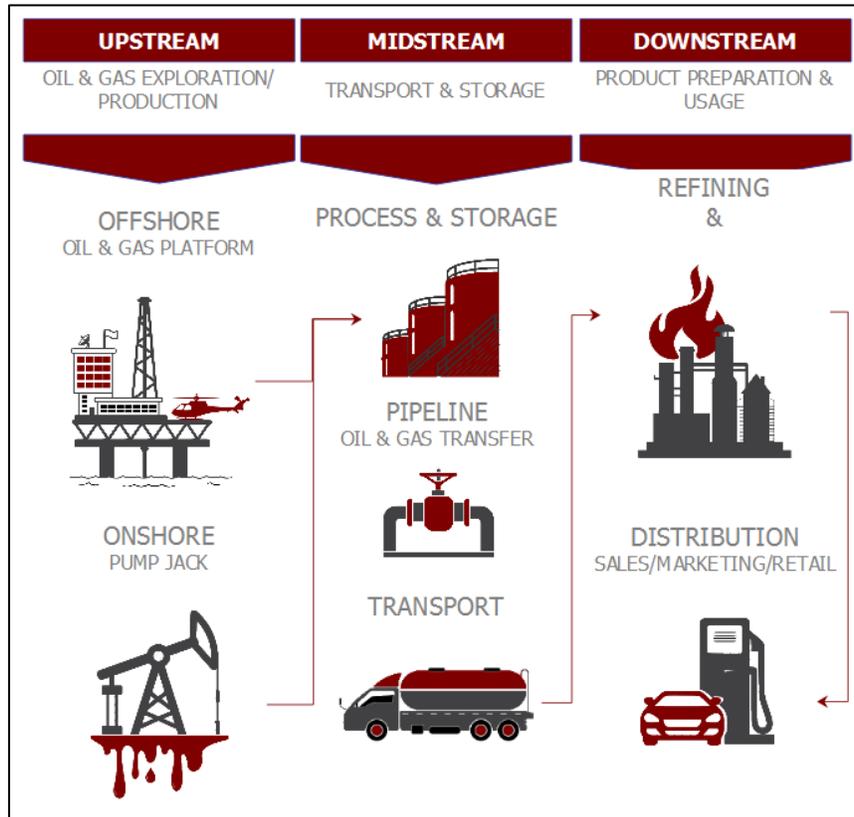
### **Objetivos específicos**

1. Identificar los principales asociados a la industria Oil&Gas junto con las variables que presentan mayor incertidumbre en el desarrollo de proyectos.
2. Examinar las metodologías empleadas en la gestión de riesgos junto con las herramientas y técnicas empleadas en empresas colombianas.
3. Realizar un diagrama de proceso para esquematizar la mejor metodología del sistema de gestión de riesgos en la industria Oil&Gas Colombiana, teniendo presente los riesgos asociados a la industria y las metodologías estudiadas.

# 1. GENERALIDADES

En el desarrollo de este capítulo se describe las generalidades de la industria Oil&Gas y del desarrollo de proyectos de la industria Oil&Gas.

**Figura 1.**  
*Cadena de valor de la industria petrolera.*



**Nota:** esta figura representa la cadena de valor de la industria petrolera. Tomado de: Oil and Gas Industry Overview. (s.f.). Gas industry ScheduleReader. <https://www.schedulereader.com/blog/oil-and-gas-industry-overview>.

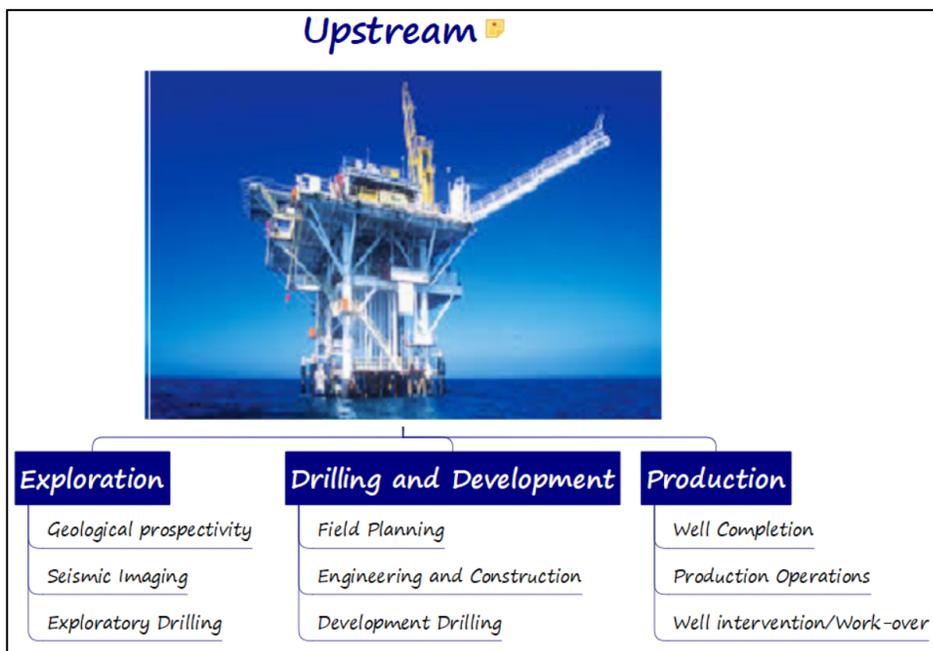
## 1.1 Industria Oil&Gas

La cadena de valor de la industria petrolera se divide en tres partes: upstream, midstream y downstream. Es importante reconocer cada uno, debido que ayuda a establecer los objetivos estratégicos de cada sector y así mismo reconocer que normas, estándares, leyes y reglamentos impactan el subsector.

### 1.1.1 Upstream

Este subsector se centra en todo lo relacionado con la exploración, perforación y producción de hidrocarburos. Básicamente las empresas dedicadas a este tipo de actividades centran sus operaciones en la perforación y producción de hidrocarburos (petróleo y/o gas) (Ramon, 2017).

**Figura 2.**  
*Sector upstream.*



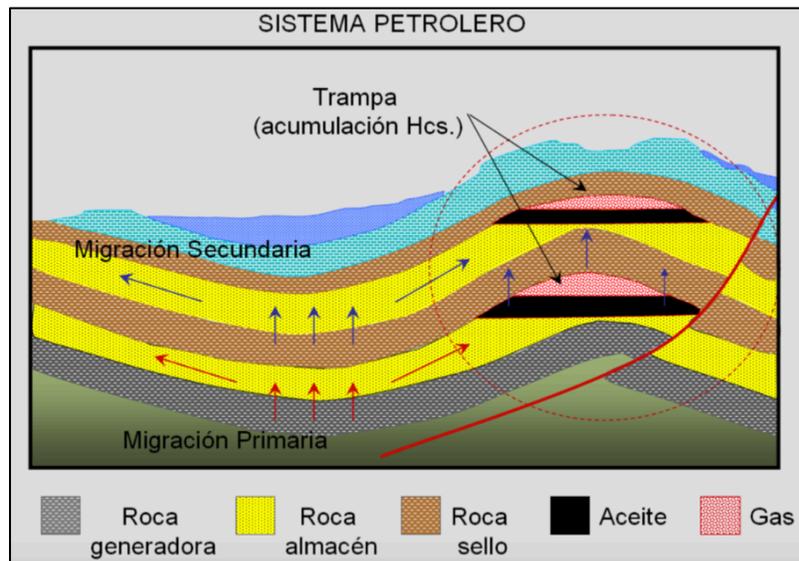
**Nota:** esta figura representa el sector upstream de la industria petrolera. Tomado de: Ramon, V. (2017). Modelación económica y financiera de proyectos de fracturamiento hidráulico en Colombia: una aproximación teórica y práctica. Colombia. Modelación económica y financiera de proyectos de fracturamiento hidráulico en Colombia: una aproximación teórica y práctica.

1.1.1.a Exploración. La exploración de hidrocarburos se fundamenta en la búsqueda de sistemas petrolíferos (ver Figura 3).

El sistema petrolífero se conforma por elementos y procesos, siendo los elementos la roca generadora o madre, roca almacenadora, roca sello, roca de sobrecarga y trampa, los procesos se fundamentan en la generación, migración, acumulación y preservación

de hidrocarburos. Cuando un sistema petrolero es convencional requiere de todos los elementos y procesos mencionados anteriormente, mientras que un sistema no convencional esta compuesto principalmente por la roca madre y la generación de hidrocarburos, es decir que la roca madre es también la roca almacenadora (Ochoa V. , 2016).

**Figura 3.**  
*Sistema petrolero.*



**Nota:** esta figura representa el sistema petrolero. Tomado de: Ochoa, V. (2016). Elaboración de un modelo integrado para la evaluación económica de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander.

Para identificar la existencia del sistema petrolero se emplean diferentes métodos siendo el mas representativo, la sísmica, esta se basa en la generación de ondas las cuales se reflejan en las diferentes capas del subsuelo posteriormente las ondas son captadas en la superficie por geófonos, la información recolectada forma un mapa 2D o 3D el cual es interpretado por geólogos principalmente. Finalmente, para verificar que existe la presencia de hidrocarburos de debe realizar un pozo exploratorio.

1.1.1.b Perforación. La perforación de un pozo tiene el objetivo de conectar el yacimiento con la superficie. Para esto se emplean torres de perforación, la cual está compuesta por los sistemas de levantamiento, rotación, circulación, potencia y prevención.

La perforación no solo se basa en la apertura del pozo sino también en la cementación y completamiento de este. La cementación se realiza seccionada mientras se está perforando, con el fin de garantizar el aislamiento de las formaciones y también de garantizar el agarre del casing con la formación. El completamiento se efectúa después de terminar las operaciones de perforación y cementación, en donde se puede completar el pozo con hoyo abierto o con casing perforado, siendo el más usado el segundo, debido que proporciona mayor control sobre la producción a pesar de disminuir el área de flujo, adicionalmente cuando se presenta gran producción de sólidos por formaciones poco consolidadas se emplea liners ranurados o completamientos con grava empacada (Troya, 2018).

1.1.1.c Producción. El método de recuperación se divide en tres y está asociado a la energía del yacimiento y a la tecnología que se emplea.

El método de recuperación primario hace referencia al flujo natural mediante los mecanismos de empuje, los cuales son: expansión de la roca y los fluidos, gas disuelto, capa de gas, acuífero activo y segregación gravitacional, cabe recalcar que los levantamientos artificiales (bombeo mecánico, electro-sumergible, cavidad progresiva, hidráulico y gas lift) están presentes.

El método de recuperación secundario hace referencia a la inyección de fluidos pertenecientes al yacimiento, es decir inyección de agua e inyección de gas natural, con el fin de desplazar el petróleo y también para mantener la presión del yacimiento.

El método de recuperación terciario o recuperación mejorada de petróleo, contempla el mismo principio que el secundario pero con fluidos no pertenecientes al yacimiento, existen 4 tipos de métodos los cuales son: químicos, térmicos, gases miscibles y otros.

### **1.1.2 Midstream**

Este subsector se centra en todo lo relacionado con el tratamiento, almacenamiento y transporte de los fluidos.

1.1.2.a Tratamiento y almacenamiento. El tratamiento de los fluidos tiene como objetivo obtener las calidades de los fluidos requerida, la cual es necesaria para los procesos de transporte, refinación o vertimiento o reinyección en el caso del agua de producción. Los equipos deben ser capaces de separar sólidos, gas, petróleo y agua, para esto se emplea tratamientos químicos, térmicos, mecánicos y eléctricos.

El tratamiento de gas consiste en procesos de compresión, recuperación de condensados, endulzamiento y deshidratación. Los principales equipos son scrubber, Knock Out Drum (KOD), compresor, torre absorbedora y regenerador. Adicionalmente se considera el sistema de alivio como parte del tratamiento de gas, el cual su principal equipo es la TEA.

El tratamiento de crudo, tiene como objetivo separar remanentes de gas y agua presentes en la corriente de crudo. Los principales equipos son: gun barrel, bota de gas, tratador térmico y tratador térmico electrostático. La calidad de tratamiento se determina por el %BSW y la salinidad.

El tratamiento de agua, tiene como objetivo recuperar los remanetes de crudo. Los principales equipos empleados son: skimming tank, CPI, celdas de flotación y filtros. La calidad del tratamiento se determina por la concentración de aceites y la cantidad de sólidos totales suspendidos.

La función principal del almacenamiento, es brindar una estabilidad a los procesos de transporte e inyección y también realizar procesos de medición y fiscalización.

1.1.2.b Transporte. El objetivo del transporte es poder suministrar petróleo y gas para su futura refinación, transformación y distribución. Existen dos tipos de transporte, el terrestre y el marítimo.

El terrestre se caracteriza principalmente por el uso de camiones cisterna o por medio de tubería como lo son oleoductos y gasoductos. El marítimo se basa en el empleo de buques, cabe recalcar que para realizar el transporte marítimo se debe contar con una infraestructura (monoboya) que permita el descargue y cargue adecuado de los fluidos.

Adicionalmente si se trabaja con crudos pesados se debe tener presente la infraestructura del diluyente y de las facilidades correspondientes para este medio de transporte.

### **1.1.3 Downstream**

Este subsector se dedica a actividades de refinación, transformación, comercialización, distribución y venta de los derivados del petróleo.

La refinación de petróleo cuenta con varias unidades claves para lograr sus objetivos, entre las principales encontramos las topping o columnas de destilación, en donde el crudo es separado según sus puntos de ebullición. Unidades de craqueo (catalítico y térmico), en donde a partir de las fracciones pesadas del petróleo se obtienen fracciones livianas, las cuales tienen mayor valor comercial. Unidades petroquímicas, en donde se obtienen materias primas o productos semielaborados para la industria petroquímica. Unidades de tratamiento y de especificaciones, en donde se lleva un producto a las especificaciones y características adecuadas estipuladas por las normas reglamentarias. Finalmente, servicios auxiliares los cuales brindan los utilities para el funcionamiento adecuado de las anteriores unidades.

El transporte o distribución de los productos derivados, de igual forma que en el midstream puede ser terrestre o marítimo, con la diferencia que en este se emplea poliductos para realizar la distribución principalmente de combustibles.

## 1.2 Desarrollo de proyectos de la industria Oil&Gas

El ciclo de vida del proyecto se refiere a las distintas fases del proyecto desde su inicio hasta su fin. Las principales fases son: inicio, planificación, ejecución, monitoreo y control y cierre. En la industria petrolera, el ciclo de vida del proyecto se modifica como se muestra a continuación.

**Figura 4.**

*Ciclo de vida del proyecto.*



**Nota:** esta figura muestra el ciclo de vida del proyecto.

**Figura 5.**

*Fases de un proyecto de ingeniería.*

Description	Feasibility					EPC			O & M (Operation and Maintenance)
	Conceptual Design	Pre-FEED	FEED or Basic Engineering			Detailed Engineering	Procurement	Construction	
			Light	Normal	Extended				
Major Deliverable	Process Description · Block Flow Diagram · Cost Estimation								
	· BEDD · PFD · H&MB · Equipment List · Plot Plan								
	· P&ID · MSD · Process D/S · Utility Balance · Licensor Selection								
	· HAZOP/SIL · EPC ITB								
	· 3D Model · LLI PO · BOM								
	· D/S · Sizing · AFC DWG · Mini-HAZOP/SIL								
	· Vendor Print								
Estimate Accuracy (%)	Class 5 -50 ~ +100	Class 4/3 (-15~-30)~ (+20~+50)	Class 3/2 (-10~-20)~ (+10~+30)			Class 1 -3 ~ +15		N/A	N/A

**Nota:** esta figura muestra las fases de un proyecto de ingeniería. Tomado de: Engineering. (2015).

The project definition: <https://www.theprojectdefinition.com/p-engineering/>.

### 1.2.1 Visualización

La visualización hace referencia a la metodología de desarrollo que evalúa una gran cantidad de candidatos a proyectos con el objetivo de identificar las oportunidades y amenazas de cada uno, para así seleccionar el óptimo y poder obtener una idea de su tiempo, los esfuerzos y costos preliminares. Este proceso va acompañado principalmente por el desarrollo de una ingeniería conceptual.

### 1.2.2 Desarrollo de ingenierías

El desarrollo de ingenierías contempla el aporte de diferentes especialidades como: ingeniería de procesos, ingeniería mecánica, ingeniería eléctrica, ingeniería de instrumentación y control, ingeniería civil, entre otras.

1.2.2.a Ingeniería básica. El desarrollo de la ingeniería básica es la base para definir requisitos técnicos para el diseño, fabricación, construcción, operación y mantenimiento de los equipos. En esta se tiene una estimación de costos generalmente de +/- 15 ~ 30%. La ingeniería básica también se conoce por sus siglas en inglés como FEED “a front end engineering design”. En general, el FEED involucra fichas mecánicas de los equipos principales a partir de las especificaciones de proceso y la incorporación de los requisitos específicos de códigos, estándares y normas.

1.2.2.b Ingeniería de detalle. La ingeniería de detalle es un desarrollo de todos los documentos y planos de construcción requeridos hasta la etapa de construcción, y la lista de materiales detallada. La ingeniería se limita a la verificación de la base del diseño, pero producen todos los planos de construcción después de incorporar la información del proveedor. En esta se tiene una estimación de costos generalmente de +/- 3 ~ 15%.

### **1.2.3 Construcción**

La construcción contempla las actividades de instalación y ensamblaje de los equipos en el sitio de acuerdo con los planos, procedimientos y especificaciones de construcción aprobados. La construcción requiere una gran cantidad de mano de obra calificada y equipo de construcción. Una vez finalizadas las actividades de Construcción, la planta se entrega al grupo de operación con todos los documentos requeridos. El trabajo de construcción cumple con las leyes y regulaciones locales, especialmente las leyes laborales locales, el medio ambiente y los requisitos de seguridad.

### **1.2.4 Puesta en marcha y operación**

La puesta en marcha son las actividades realizadas para establecer una operación normal en los procesos. Como parte de estas actividades se incluyen la verificación del proceso y la documentación de que la instalación y todos los componentes y conjuntos de su sistema están diseñados, instalados, probados y operados para cumplir con los

requisitos del proyecto. Adicionalmente se verifica y prueba todos los equipos de acuerdo con sus condiciones de diseño.

### ***1.2.5 Operación***

La operación es la implementación efectiva de la puesta en marcha, esta debe garantizar un proceso de manera segura, confiable, rentable y con un buen desempeño dinámico y calidad del producto. La operabilidad asegura mantener un equipo, un sistema o una unidad y planta en una condición de funcionamiento segura y confiable, de acuerdo con los requisitos operativos predefinidos.

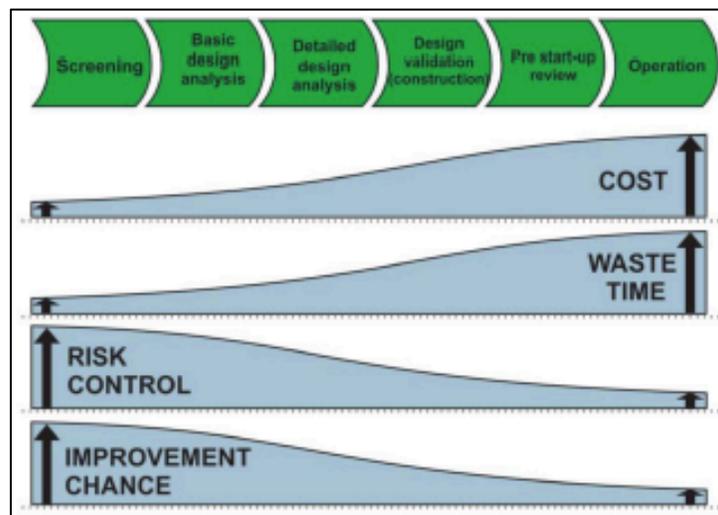
Dentro de la operación se deben incluir todas las actividades relacionadas con el mantenimiento, el cual se define como las actividades que se realizan al equipo o las instalaciones para minimizar la posibilidad de daños o la disminución de la calidad del desempeño debido a la corrosión, contaminación o deterioro para la operación continua.

## 2. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS DE LA INDUSTRIA OIL&GAS

En la industria Oil&Gas se pueden identificar dos clases de riesgos, riesgos de procesos y riesgos de proyectos. Los riesgos de procesos se relacionan con temas técnicos propiamente relacionados con la operación, mientras que los riesgos de proyectos se basan en prestar atención a cuatro factores principalmente, los cuales son: tiempo, costos, alcance y calidad. Como se puede observar en la siguiente figura, el control de riesgos en las primeras etapas del desarrollo de proyectos es alto, esto debido por la alta incertidumbre que cuentan los proyectos, a medida que se avanza en el ciclo de vida el riesgo disminuye y por lo cual el control también.

**Figura 6.**

*Variación de variables en las etapas de un proyecto.*



**Nota:** esta figura muestra la variación de variables en las etapas de un proyecto. Tomado de: Gil, J., Cordoba, J., Nisperuza, O., & Quintana, L. (2015). Management in Ergonomics. A tool to enhance results in engineering projects. society of petroleum engineers.

### 2.1 Riesgos de procesos

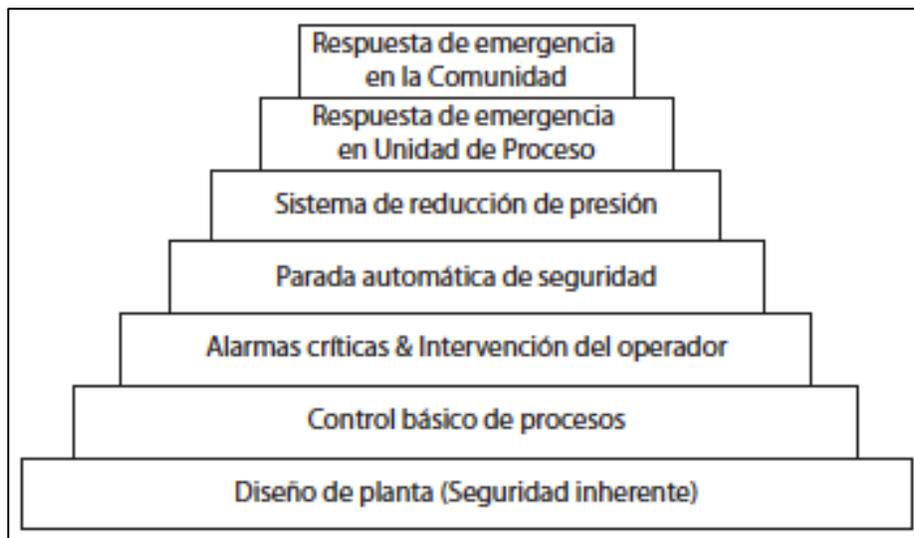
Los riesgos de procesos están relacionados con la salud, seguridad y medio ambiente (HSE). Los riesgos operacionales son controlados teniendo presente los siguientes pasos:

1. Identificación y valoración de los riesgos.
2. Control de los riesgos.
3. Control del proceso.
4. Limitación de la pérdida.

Estos se ven relacionados en la pirámide de seguridad, en donde cada uno de los estratos se puede activar si los niveles inferiores fallan; la base de la pirámide corresponde al diseño de procesos y equipos seguros.

**Figura 7.**

*Estratos de la pirámide de seguridad de una planta.*



**Nota:** esta figura muestra los estratos de la pirámide de seguridad de una planta. Tomado de: Sinnott, R., & Towler, G. (2012). Diseño en ingeniería química. Reverte.

Para implementar el control de riesgos se emplean diferentes técnicas de análisis de riesgos. Los análisis de riesgos se definen como el proceso utilizado para comprender la naturaleza del riesgo y determinar el nivel de riesgo, se emplean técnicas cualitativas y cuantitativas, siendo las técnicas cualitativas las más empleadas.

Las técnicas cualitativas identifican y evalúan escenarios de accidentes con suficiente detalle para hacer un juicio apropiado, se fundamentan en analizar las principales variables de proceso (caudal, temperatura, presión y nivel) con el fin de poder controlar

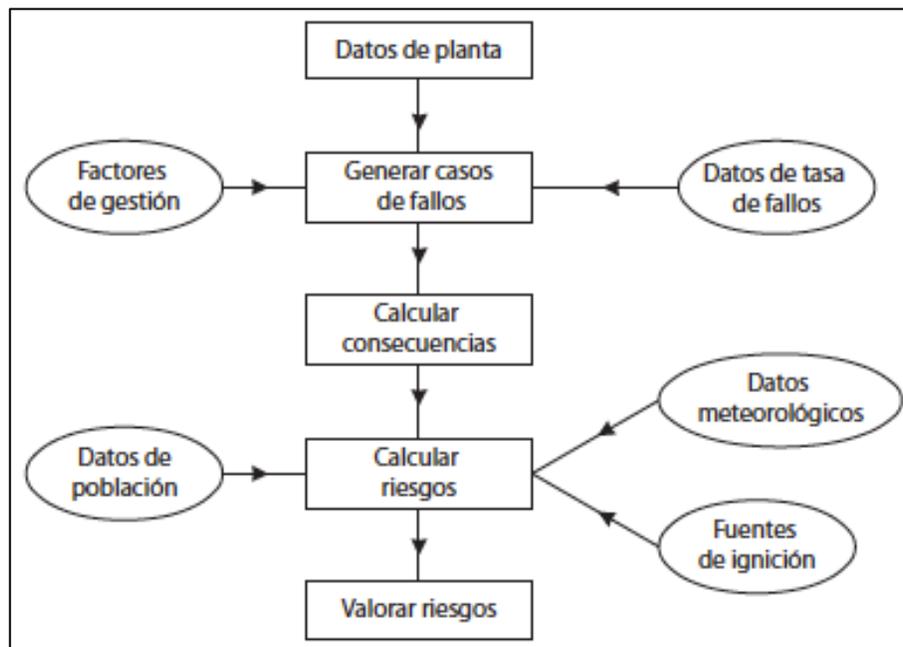
las operaciones adversas mediante instrumentación, lazos de control optimos (interlocks) y mantenimiento preventivo. Algunas técnicas son: APR (Análisis Preliminar de Riesgo), Lista de Verificación, What if? (¿Qué pasa si?), HAZOP (Análisis de Peligro y Operabilidad) y FMEA (Modos de Falla y Análisis de Efectos).

Las técnicas cuantitativas se emplean cuando no es claro el riesgo en un escenario de las técnicas cualitativas y ayudan a decidir como es mejor reducir los riesgos para escenarios seleccionados. Algunas técnicas son: LOPA (Análisis de Capas de Protección), F&EI (Índice Dow de Fuego y Explosión), CEI (Índice Dow de Explosiones Químicas), FTA (Análisis de Árbol de Falla) y ETA (Análisis de Árbol de Eventos).

A continuación se muestra la metodología general de la valoración del riesgo, la cual es aplicada en las diferentes técnicas de análisis. Adicionalmente, se discutirán las principales técnicas cualitativas para realizar un análisis de riesgos de la industria Oil&Gas.

**Figura 8.**

*Metodología de la valoración del riesgo.*



**Nota:** esta figura muestra la metodología de la valoración del riesgo. Tomado de: Sinnott, R., & Towler, G. (2012). Diseño en ingeniería química. Reverte.

**Figura 9.**

*Resumen de las principales técnicas para realizar análisis de riesgos.*

Method	Stated objective	System description	Symptom	Core Concepts	Workshop course	Perspective
FMEA	Ensure reliability & safety	Function	Failure mode	Function	Co-construction of a cause-consequence scenario	Functional “doing”
HAZOP	Process safety	Functions of states P,V,T°,Q	Deviation	Nominal conditions		Ontological “being”
PHA	Selection of critical scenarios	Hazard – activity association	Hazardous situation Vulnerability	Structure & Program		Genetic “becoming”

**Nota:** esta figura muestra el resumen de las principales técnicas para realizar análisis de riesgos. Tomado de: Foussard, C., & Denis-Remis, C. (2014). Risk assessment: methods on purpose? Process systems engineering, 337-352.

### **2.1.1 Análisis de riesgo preliminar (PHA)**

El análisis preliminar de peligros PHA (Preliminary Risk Analysis) es un análisis semicuantitativo que se utiliza para identificar y evaluar los riesgos de forma temprana en las etapas de diseño y definición de un sistema. El PHA identifica todos los peligros potenciales y eventos peligrosos que pueden provocar un accidente, clasifica los eventos peligrosos identificados según su gravedad y ayuda a identificar los controles de peligros requeridos y sus respectivas acciones de seguimiento. Esto permite la definición de sistemas críticos debido a su vulnerabilidad a peligros internos y externos.

La intención de la PHA es influir lo antes posible en el diseño para la seguridad, en el programa de desarrollo o seleccionar escenarios importantes para optimizar la asignación de recursos disponibles para hacer un análisis de riesgo detallado. El PHA a menudo se considera un método simple, ya que se puede usar sin un paquete completo de documentación en una etapa temprana del proyecto (Foussard & Denis-Remis, 2014).

**Figura 10.**

*Matriz de clasificación del riesgo – PHA.*

GRAVEDAD	FRECUENCIA					
	Increible	Improbable	Remoto	Ocasional	Probable	Frecuente
Catastrófico	M	H	H	H	H	H
Crítico	L	M	M	H	H	H
Marginal	L	L	M	M	H	H
Insignificante	L	L	L	M	M	H

**Nota:** esta figura muestra una matriz de clasificación del riesgo.

### **2.1.2 Análisis de modos y efectos de falla (FMEA)**

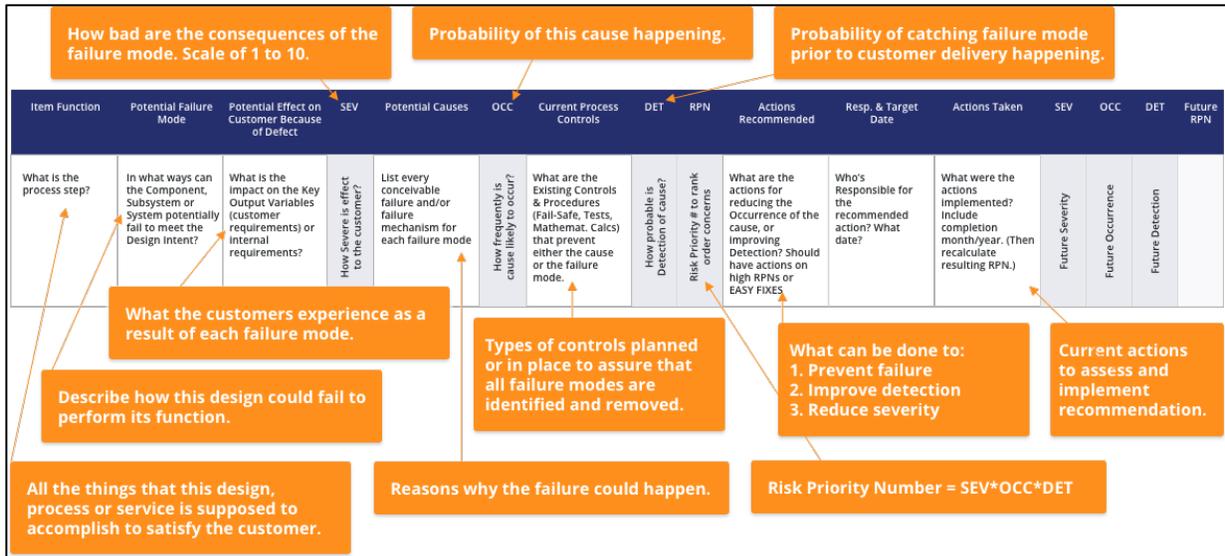
El análisis de modos de fallas y efectos FMEA (Failure Mode and Effect Analysis) es un método utilizado para prevenir fallas y analizar los riesgos de un proceso mediante la identificación de causas y efectos. Se utiliza para evaluar las consecuencias de los modos de falla para implementar cualquier cambio de diseño disminuyendo o eliminando las consecuencias que son inaceptables en términos de confiabilidad, seguridad u operabilidad.

El modo de fallas esta compuesto por tres elementos: efecto, causa y detección. El efecto es la consecuencia de lo que la falla puede causar al cliente; la causa es lo que indica la razón por la que se produjo el error y la detección es la forma utilizada en el control del proceso para evitar las posibles fallas.

Finalmente, el FMEA puede proporcionar información sobre la confiabilidad del sistema que puede servir como datos de entrada para otros métodos de análisis de riesgo. Por tanto, el FMEA se estructura en torno a las siguientes preguntas: ¿Qué puede funcionar mal? ¿Cómo? ¿A que frecuencia? ¿Cuáles son las consecuencias del fracaso? ¿Qué fiabilidad se le puede atribuir al sistema? ¿Cuáles son los impactos potenciales en términos de seguridad?

**Figura 11.**

*Principales características del análisis de riesgos FMEA.*



**Nota:** esta figura muestra las principales características del análisis de riesgos FMEA. Tomado de: JURAN. (s.f.). Guide to Failure Mode and Effect Analysis - FMEA. <https://www.juran.com/blog/guide-to-failure-mode-and-effect-analysis-fmea/>.

### 2.1.3 Riesgo y operabilidad (HAZOP)

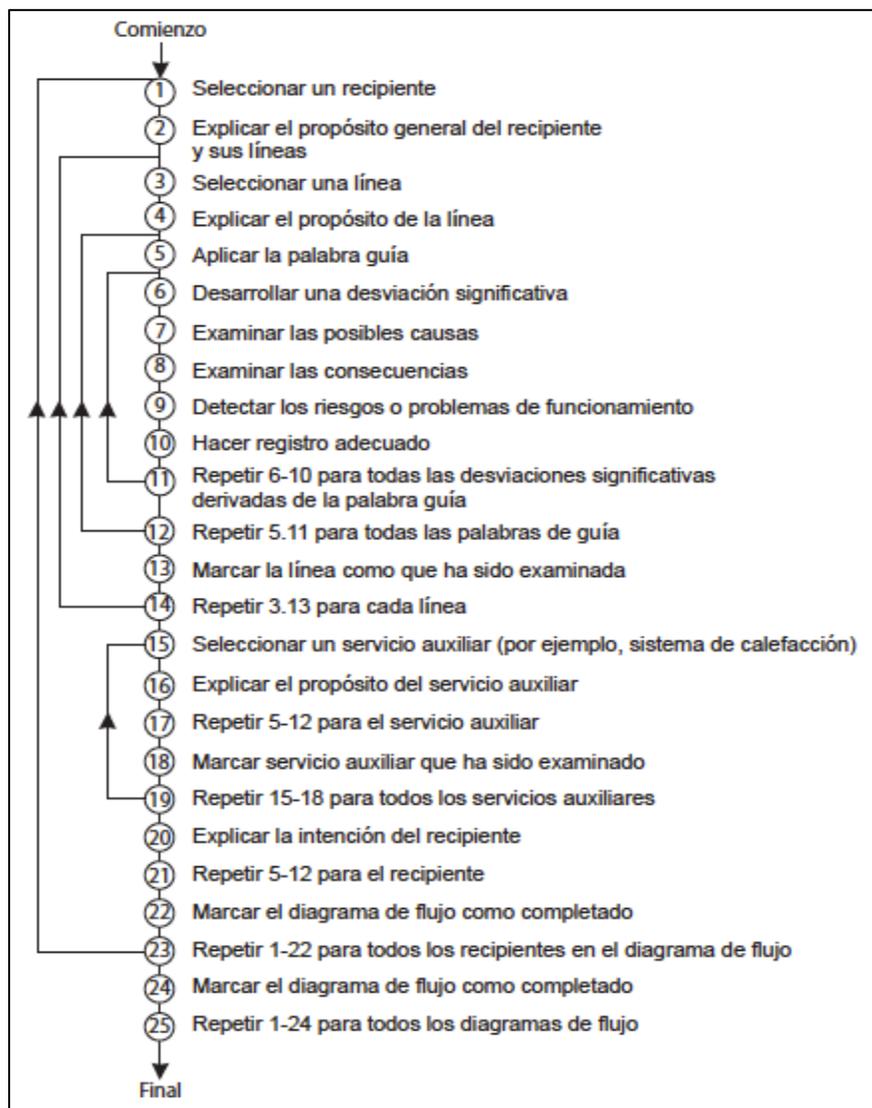
El HAZOP es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto de los parámetros normales de operación. Tiene como objetivo mejorar y asegurar los procesos dentro de un sistema. La característica principal del método es que es realizado por un equipo pluridisciplinario de trabajo.

El HAZOP se basa en la revisión sistemática del diseño y los principios operativos basados en: la búsqueda de todas las causas que conducen a la desviación de los diferentes parámetros operativos, el análisis de las consecuencias de estas desviaciones y los medios de protección.

El estudio HAZOP generalmente emplea el diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID). En una reunión previa, el facilitador de la revisión divide la unidad a estudiar en subsistemas llamados "nodos" que serán revisados por turno. HAZOP utiliza palabras

guía combinadas con los parámetros del proceso para expresar desviaciones del proceso. Habiendo determinado las desviaciones, el equipo de expertos explora sus causas factibles y sus posibles consecuencias. Para cada par de causa-consecuencia, se deben identificar las barreras de seguridad destinadas a reducir la ocurrencia (prevención) y los efectos (mitigación). Para concluir el análisis, si las salvaguardas se estiman como insuficientes, se proponen recomendaciones o mejoras.

**Figura 12.**  
Metodología análisis HAZOP.



**Nota:** esta figura muestra la metodología del análisis HAZOP. Tomado de: Sinnott, R., & Towler, G. (2012). Diseño en ingeniería química. Reverte.

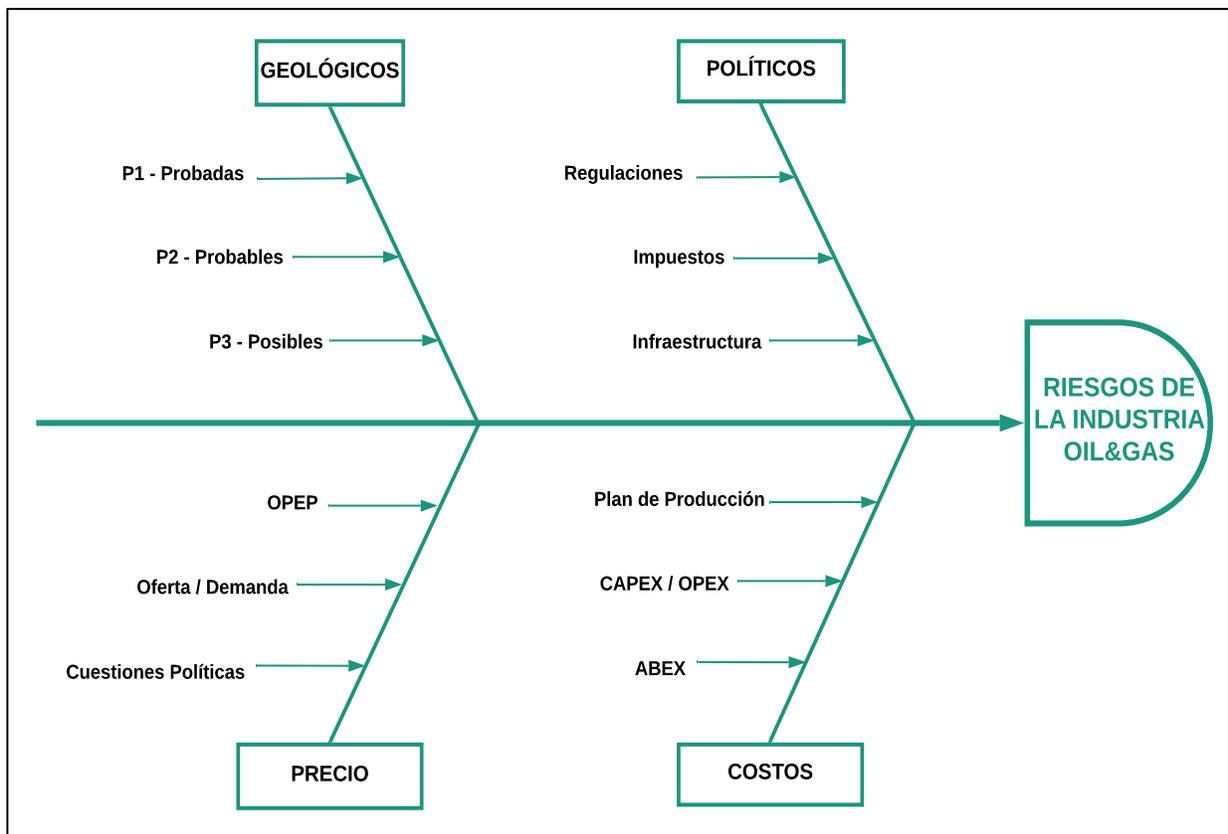
## 2.2 Riesgos de proyectos

La industria Oil&Gas maneja grandes incertidumbres en toda la cadena de valor, los riesgos generales encontrados en esta industria son: políticos, geológicos, costos y precio del petróleo y gas, estos afectan los principales factores de los riesgos de los proyectos, el tiempo, costos, alcance y calidad.

A continuación se emplea la herramienta de análisis de espina de pescado, para poder identificar los principales riesgos, adicionalmente se muestra el intervalo de variación para algunos parámetros.

**Figura 13.**

*Riesgos de la industria Oil&Gas.*



**Nota:** esta figura muestra los riesgos de la industria Oil&Gas.

**Figura 14.**

*Intervalos de variación para algunos parámetros.*

Parámetro	Intervalo de variación
Precio de venta	± 20% de la base (mayor para productos químicos básicos)
Caudal de producción	± 20% de la base
Coste del alimento	- 10% a + 30% de la base
Coste del combustible	- 50% a + 100% de la base
Costes fijos	- 20% a + 100% de la base
Inversión de capital ISBL	- 20% a + 50% de la base
Inversión de capital OSBL	- 20% a + 50% de la base
Tiempo de construcción	- 6 meses a + 2 años
Tipo de interés	base a base + 2 puntos de porcentaje

**Nota:** esta figura muestra los intervalos de variación para algunos parámetros. Tomado de: Sinnott, R., & Towler, G. (2012). Diseño en ingeniería química. Reverte.

### **2.2.1 Riesgos políticos**

El riesgo político esta asociado principalmente a las regulaciones, esto debido que se debe contemplar el pago de impuestos, el orden social e infraestructura del país, con el fin de garantizar que los proyectos puedan desarrollarse en un entorno estable y duradero, para recuperar la inversión.

El impacto mas representativo de este riesgo es por el cambio constante de las regulaciones ambientales, lo que conlleva a que proyectos reajusten su alcance y por ende se deben realizar re-ingenierias para cumplir con parámetros medioambientales. Al afectar el alcance también se afectan el cronograma y costos, si no se quiere afectar alguno de estos se debe sacrificar la calidad.

### **2.2.2 Riesgos geológicos**

El riesgo geológico se refiere tanto a la dificultad de extracción como a la posibilidad de que las reservas calculadas sean menores de lo estimado, esto debido que la cotización

y el valor de una compañía es determinado por el valor de sus reservas. Para disminuir el riesgo se debe obtener mayor información del bloque o campo petrolero mediante estudios geológicos, petrofísicos y por la perforación de nuevos pozos.

Otra manera de reducir el riesgo es mediante la clasificación de reservas. Una reserva debe cumplir con la condición de ser económicamente extraíble, de lo contrario, no pueden ser considerada como reserva. A continuación, se mostrará la clasificación de las reservas según su grado de incertidumbre.

2.2.2.a Reservas Probadas o P1. Debe existir al menos un 90% de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o superiores al estimado volumétrico. Las reservas probadas pueden ser subdivididas en desarrolladas y no desarrolladas.

2.2.2.b Reservas Probables o P2. Es el volumen de hidrocarburos, asociado a yacimientos conocidos, pero el análisis de la información geológica y de ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas de una manera económicamente rentable que las reservas probadas (utilizando métodos probabilísticos al menos una probabilidad del 50% de que las cantidades recuperadas serían iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables).

2.2.2.c Reservas Posibles o P3. Es el volumen de hidrocarburos, asociado a yacimientos conocidos, que el análisis de la información geológica y de ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas de una manera económicamente rentable que las reservas probables (utilizando métodos probabilísticos al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades recuperadas serían iguales o mayores a la suma de las reservas probadas, probables y posibles). Este tipo de reservas pueden ser estimadas bajo un escenario futuro con condiciones económicas favorables, distintas a las actuales.

### **2.2.3 Riesgos de costos**

Los riesgos de costos están asociados a los planes de desarrollo o producción, al costo de capital CAPEX, al costo operativo OPEX y al costo de abandono ABEX.

2.2.3.a Plan de producción. La producción de los pozos petroleros se comporta de forma diferente dependiendo de las características de cada yacimiento y el diseño del pozo. Al inicio de la producción el pozo tendrá una producción de hidrocarburos inicial, un determinado contenido de agua y sedimentos (%BSW) e irá cambiando de acuerdo con el depletamiento del yacimiento. El comportamiento de la producción del pozo se modela mediante ecuaciones, lo que aproxima el valor para hacer proyecciones, pero se recalca que estas tienen incertidumbre.

Para estimar la dimensión que se requiere en infraestructura de superficie y estimar los costos de operación es sumamente importante proyectar la producción de gas, petróleo y agua. Adicionalmente, debido a que la operación del campo nunca será 100% efectiva, es necesario considerar un porcentaje de producción diferida, preferiblemente basado en la experiencia.

Es normalmente la variable crítica de los proyectos petroleros y su variación dependerá de la cantidad y calidad de información, así como de la madurez del proyecto. En la medida que el proyecto se encuentra en sus fases más tempranas la posible variación en la productividad de los pozos del plan de desarrollo será mayor. La recomendación es solicitar a los expertos en yacimientos que incluyan la variación esperada junto a la emisión del plan de desarrollo.

2.2.3.b CAPEX. Las inversiones y otros desembolsos capitalizables pasan a formar parte de los activos de la empresa y son conocidos comúnmente en la industria petrolera como CAPEX. Las inversiones o el CAPEX en la industria petrolera se clasifican en inversiones de subsuelo e inversiones de infraestructura.

Las inversiones de subsuelo corresponden al costo integral del pozo, incluyendo movimiento de taladro, construcción de su localización y vía de acceso, perforación, completación y pruebas. Los desembolsos corresponderán al plan de perforación del campo que concierne a la proyección de producción utilizada en la evaluación. Cabe recalcar que la perforación de los pozos de inyección también formará parte del CAPEX de subsuelo.

Las inversiones de infraestructura corresponden a la construcción de todas las facilidades requeridas para transportar y procesar los gases, líquidos y sólidos producidos desde la boca del pozo hasta su punto de entrega a ventas.

La incertidumbre en el CAPEX dependerá de la etapa en la cual se encuentra el proyecto y en consecuencia de la cantidad de información disponible. Se puede utilizar como referencia el sistema de clasificación para costos estimados de la Asociación Americana de Ingeniería de Costos, AACE (Asociación for the Advancement of Cost Engineering), que clasifica las estimaciones desde clase V hasta clase I.

2.2.3.c OPEX. Los costos operativos OPEX son los desembolsos relacionados a la operación que no pueden ser considerados como activos de la empresa o no pueden ser capitalizados; por ejemplo, la energía eléctrica que se requiere para operar una bomba de transferencia, o el químico para hacer tratamiento al agua, son desembolsos relacionados con la operación y no forman parte del capital de la empresa. Los costos operativos pueden tener aún mayor impacto en comparación con el CAPEX, por eso es importante evitar el uso de premisas generales y simples de costos constantes por barril producido. Finalmente, los costos operacionales se clasifican en variables y fijos.

El OPEX variable es función directa de las unidades producidas y el OPEX fijo no lo es. El OPEX fijo dependerá de otras variables de operación del campo y puede incrementarse o reducir acorde a la exigencia de la operación. Al conjugar todos los costos operativos se tiene como resultado el OPEX por barril proyectado para el campo, cuando la producción del campo declina puede registrarse un incremento en el costo de

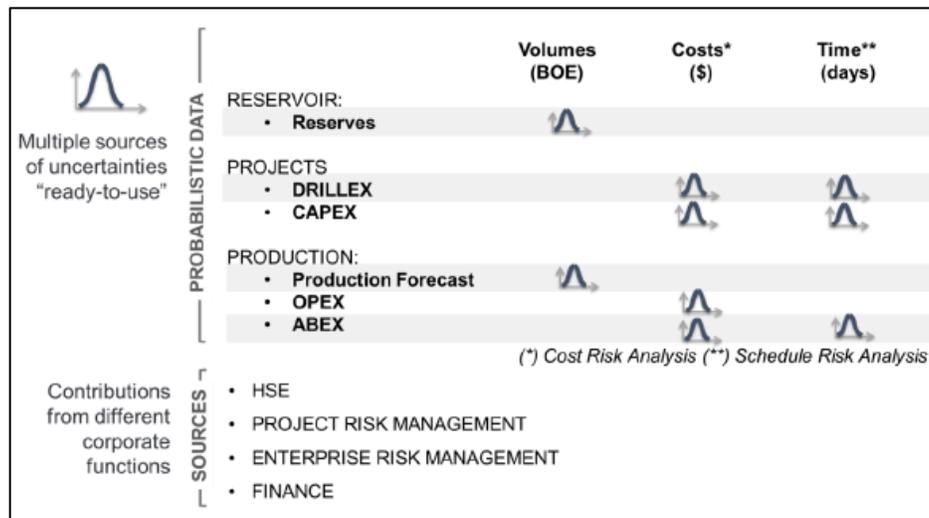
operación unitario por cuanto el OPEX fijo se distribuye entre una cantidad menor de unidades de producción.

Al igual que para el CAPEX, la estimación varía en función de la fase del proyecto. Puede utilizarse una variación en función de la opinión de los operadores de la empresa e insumo del departamento de finanzas quienes seguramente manejan índices para otros campos basados en datos reales.

2.2.3.d ABEX. Cuando un pozo ya ha drenado su producción económica debe ser abandonado, lo cual implica realizar trabajos de taponamiento y recuperación del área de superficie a condiciones originales. Este costo debe ser considerado en la medida que se vayan desactivando los pozos en el plan de desarrollo del campo. De igual manera, al finalizar la vida económica del contrato, se deben dismantelar los equipos de superficie y restituir el área a condiciones originales.

**Figura 15.**

*Definición de variables.*



**Nota:** esta figura muestra la definición de variables. Tomado de: Santander, A. (2016). Evaluación económica de proyectos en marcha en una empresa petrolera (Bachelor's thesis).

El costo para realizar dicha tarea se conoce como costo de abandono, el cual puede variar según cada contrato. El costo puede ser considerado como un desembolso al final

del proyecto o considerar una provisión anual a tales efectos. En algunos contratos se determinan fórmulas de provisión anual de fondos. El costo de abandono debe ser actualizado anualmente considerando alcance e inflación y se debe incluir en el análisis de los riesgos y costos, debido que este varía según las regulaciones del país.

#### **2.2.4 Precios de petróleo y gas**

El crudo es un commodity que se transporta y se negocia a nivel mundial con facilidad. Existe la tendencia a equilibrar los precios en el mercado mundial, ajustando los valores con los costos de transporte y ajustes relativos a la calidad y usando como referencia ciertos crudos llamados marcadores, siendo los mayormente utilizados el crudo West Texas Intermediate (WTI) y el Brent.

El precio depende principalmente de la oferta y la demanda del mercado, cuestiones políticas, decisiones de la OPEP y el precio del dólar. Debido a esto el precio cuenta con gran incertidumbre y por ende debe ser considerado en el desarrollo de proyectos. Por ejemplo, un proyecto es viable cuando el crudo tiene un costo por encima de 50 USD por barril y si no se contempla la variación del precio y bajara el precio del crudo, el proyecto se vería impactado negativamente y por ende la compañía cesará sus operaciones y la ejecución del proyecto.

Se puede disminuir la incertidumbre eligiendo un escenario alto y un escenario bajo emitidos por empresas especializadas (opción recomendada) o simplemente aplicar un rango de variación del precio al escenario base y realizar análisis de sensibilidad.

### 3. GESTIÓN DE RIESGOS

Los riesgos son un aspecto de la incertidumbre, se define como un evento o condición incierta que, si ocurre, tiene un efecto positivo o negativo en uno o más objetivos del proyecto. Los riesgos negativos se denominan amenazas y los riesgos positivos se denominan oportunidades.

La gestión de riesgos es un proceso estructurado que maneja la incertidumbre de una amenaza u oportunidad mediante una serie de actividades interrelacionadas las cuales identifican, analizan y evalúan los riesgos para luego tomar medidas y elaborar estrategias utilizando recursos gerenciales. El objetivo de la gestión de los riesgos en proyectos es aumentar la probabilidad y el impacto de las contingencias positivas y disminuir la probabilidad y el impacto de las negativas.

El proceso de gestión de riesgos debiera ser una parte integral de la toma de decisiones y se debería integrar en la estructura, las operaciones y los procesos de la organización. Puede aplicarse a nivel estratégico, operacional, de programas o de proyectos.

La gestión de riesgos protege y añade valor a la empresa y sus interesados (“stakeholders”) mediante el apoyo a los objetivos de la empresa a través de: permitir que las actividades futuras se desarrollen de forma consistente y controlada, mejorar la toma de decisiones, la planificación y el establecimiento de prioridades, proteger y mejorar los activos y la imagen de la compañía y optimizar la eficiencia operacional (Ochoa L. , 2017).

En este capítulo se mostrará con mayor detalle las metodologías empleadas para la gestión de riesgos empleadas en las diferentes industrias y empresas del territorio colombiano.

### 3.1 Metodologías colombianas de gestión de riesgos

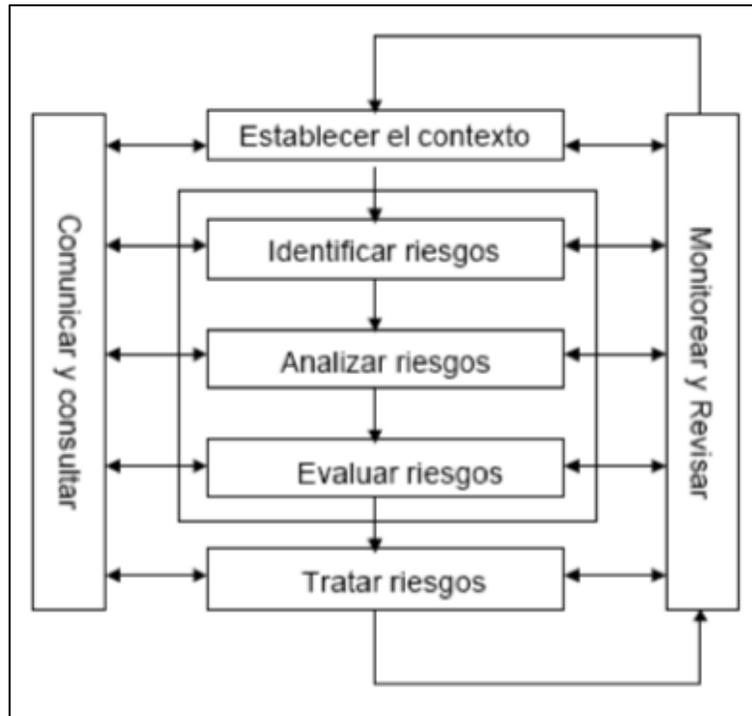
A continuación se presentan las metodologías colombianas desarrolladas para la gestión de riesgos.

#### 3.1.1 NTC 5254

La NTC 5254, fue presentada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación en 2004, y ha tomado como referencia el estándar australiano AS/NZ 4360. Su finalidad es ofrecer pautas generales a las organizaciones que desean gestionar el riesgo para que se puedan establecer procesos de esta gestión. La metodología de esta norma es igual que la mostrada anteriormente (Icontec, 2004).

Figura 16.

Metodología gestión de los riesgos AS/NZ 4360.



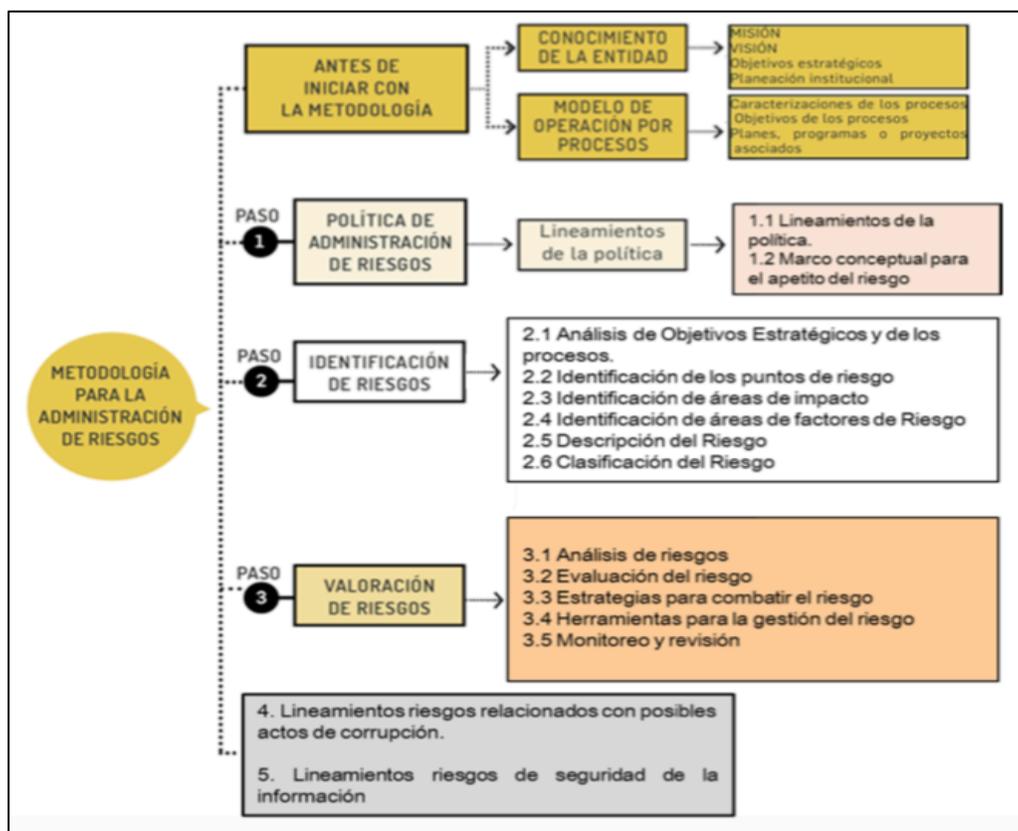
**Nota:** esta figura muestra la metodología de gestión de los riesgos AS/NZ 4360. Tomado de: Bueno, G., Correa, C., & Echeverry, J. (2010). Administración de riesgos – una visión global y moderna. Universidad de la Republica.

### 3.1.2 DAFP

El Departamento Administrativo de la Función Pública (DAFP), como entidad técnica, estratégica y transversal del gobierno nacional, pone a disposición de las entidades la metodología para la administración del riesgo, la cual requiere de un análisis inicial relacionado con el estado actual de la estructura de riesgos y su gestión en la entidad, además del conocimiento desde un punto de vista estratégico de la aplicación de los tres pasos básicos para su desarrollo y, finalmente, de la definición e implantación de estrategias de comunicación transversales a toda la entidad para que su efectividad pueda ser evidenciada (Departamento Administrativo de la Función Pública, 2020). A continuación se puede observar la estructura de administración del riesgo.

**Figura 17.**

*Metodología para la administración del riesgo (DAFP).*



**Nota:** esta figura muestra la metodología para la administración del riesgo (DAFP). Tomado de: Departamento Administrativo de la Función Pública. (2020). Guía para la administración del riesgo y el diseño de controles en entidades públicas. Colombia.

### 3.2 Gestión de riesgos en proyectos

A continuación se presentan las metodologías empleadas en la gestión de riesgos en proyectos, que se emplean principalmente en la industria petrolera.

#### 3.2.1 Project Management Body of Knowledge (PMBOK)

Es un estándar basado en una guía de fundamentos para la dirección de proyectos desarrollada por el Project Management Institute (PMI). Hasta la versión sexta era caracterizado por poseer 10 áreas de conocimientos y 5 grupos de procesos. A partir de la versión séptima se centra en 12 principios claves para dirigir proyectos y considera métodos y enfoques ágiles de gestión de proyectos. A continuación, se muestra los procesos de la gestión de los riesgos según la sexta edición del PMBOK.

**Figura 18.**

*Metodología PMBOK.*



**Nota:** esta figura muestra la metodología del PMBOK.

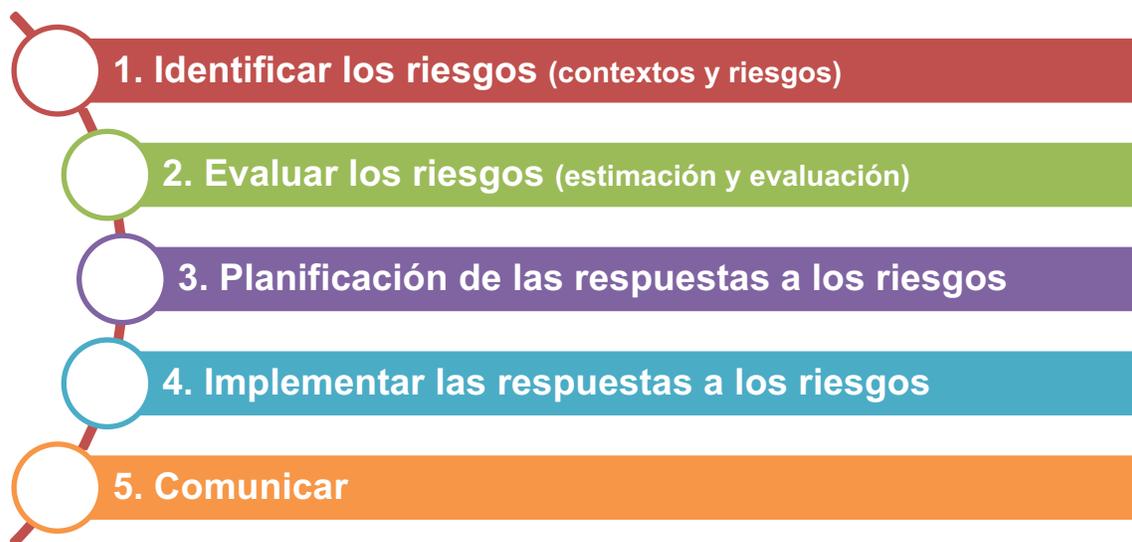
Según la séptima edición existen varias respuestas a la incertidumbre, como: recopilar información, prepararse para múltiples resultados, diseño basado en conjuntos e incorporar resiliencia.

### 3.2.2 *Projects IN Controlled Environments 2 (PRINCE2)*

Es un método desarrollado por OGC (Office Government Commerce) que trata de convertir proyectos con alta volatilidad e incertidumbre en proyectos más controlados. Es decir, el proyecto se desarrolla bajo un entorno controlado donde la principal característica son los principios. En esta metodología se emplean 7 principios (fundamentos), 7 temáticas (aspectos del proyecto) y 7 procesos que se ejecutan en las distintas fases del ciclo de vida del proyecto.

El método PRINCE2 se apoya en el método MOR (Management of Risk), la cual incluye: comprender el contexto del proyecto, involucrar a todas las partes interesadas, establecer roles y responsabilidades y entregar informes de riesgos de manera regular. A continuación se muestra los procesos de la gestión de los riesgos.

**Figura 19.**  
*Metodología PRINCE2.*



**Nota:** esta figura muestra la metodología PRINCE2.

### 3.2.3 Project Management Squire (PM<sup>2</sup>)

Es una metodología creada y desarrollada por el CoEPM (Centre of Excellence in Project Management Methodology) y se apoya sobre 4 pilares. Se trata de una metodología apropiada para proyectos internacionales, debido que proporciona herramientas y técnicas empleando un vocabulario común, lo cual mejora las comunicaciones del proyecto. A continuación, se muestra la metodología de la gestión de los riesgos.

**Figura 20.**

*Metodología PM<sup>2</sup>.*



**Nota:** esta figura muestra la metodología PM<sup>2</sup>.

Esta metodología no se centra en los entregables (salidad) de un proceso, si no que debe enfocarse en introducir algo nuevo, es decir implementan el mejoramiento continuo. Cabe recalcar que los beneficios deben ser medibles.

### 3.2.4 Project Risk Analysis and Management Guide (PRAM)

Esta guía es desarrollada por el APM (Association for Project Management) y se caracteriza por ser la única guía específica para la gestión de riesgos de un proyecto. Principalmente es usada por los altos directivos y profesionales enfocados en la gestión de los riesgos.

Esta define que los riesgos deben aplicarse a nivel estratégico como a nivel táctico. A nivel estratégico se aplica un modelo iterativo de 3 ciclos; dentro de cada ciclo se aplican la gestión de riesgos a nivel táctico. A continuación, se muestra la metodología de la gestión de los riesgos.

**Figura 21.**  
*Metodología PRAM.*



**Nota:** esta figura muestra la metodología PRAM.

### **3.2.5 ISO 31000:2018**

La ISO 31000 es una norma internacional que ofrece las directrices y principios para gestionar el riesgo de las organizaciones. Esta norma fue publicada en noviembre del 2009 por la Organización Internacional de Normalización (ISO) en colaboración con IEC, y tiene por objetivo que organizaciones de todos los tipos y tamaños puedan gestionar los riesgos en la empresa de forma efectiva.

El proceso de gestión de riesgos implica la aplicación sistemática de políticas, procedimientos y prácticas a las actividades de comunicación y consulta, establecimiento

del contexto y evaluación, tratamiento, seguimiento, revisión, registros y reportes de los riesgos (ISO, 2018), como se ve a continuación.

**Figura 22.**

*Metodología ISO31000:2018.*



**Nota:** esta figura muestra la metodología ISO31000:2018.

### **3.2.6 Comparativa de las metodologías**

A continuación, se enlistarán los principales análisis que surgen al comparar las metodologías antes mencionadas.

1. Con la nueva actualización del PMBOK (7ed), la mayoría de las metodologías mencionadas tienen un enfoque ágil, es decir, no se centran en ser un estándar. La única metodología que no cumple con esto es la ISO 31000:2018.
2. Todas las metodologías excepto la PM<sup>2</sup>, en la fase inicial, definen como se gestionarán los riesgos en el proyecto. Todas consideran involucrar a las partes interesadas en esta etapa, pero el PMBOK es la única que realiza un análisis de los interesados.

3. Todas las metodologías en la fase de identificación de riesgos tienen como objetivo identificar amenazas y oportunidades que afectaran el tiempo, costos, alcance y/o calidad. El PMBOK es la única que propone un informe de riesgos para tener mayor comprensión de estos.
4. En la fase de evaluación todas las metodologías proponen realizar análisis cualitativos y cuantitativos, pero el análisis cuantitativo es opcional, debido que depende de la magnitud y de las características del proyecto.
5. Para implementar las respuestas de los riesgos la metodología PM<sup>2</sup> asocia en una misma etapa la planificación e implementación. En cambio, en el modelo PRAM lo contempla en dos etapas diferentes.
6. Todas las metodologías plantean en la fase de control de riesgos una forma continua de revisión, pero solo las metodologías PMBOK y PRAM proponen realizar auditorias que garanticen la eficiencia del proceso.
7. Todas las metodologías presentan similitudes y analogías en sus estructuras, su mayor diferencia entre si es la profundización y el nivel de detalle que ofrece cada una.

**Tabla 1.**

*Fases o procesos de la gestión de riesgos de los distintos enfoques.*

<b>ETAPA</b>	<b>PMBOK</b>	<b>PRINCE2</b>	<b>PM2</b>	<b>PRAM</b>	<b>ISO 31000:2018</b>
<b>ENFOQUE</b>	Estandar	Método	Metodología	Metodología	Estandar
<b>INICIO PLANIFICACIÓN</b>	1. Planificar la gestión de riesgos	1. Identificar los riesgos 1.1 Identificar el contexto		1. Iniciar 1.1 Definir proyecto 1.2 Enfoque del proceso de gestión de riesgos	1. Comunicación y consulta 2. Alcance, contexto y criterios
<b>IDENTIFICACIÓN</b>	2. Identificar los riesgos	1.2 Identificar los riesgos	1. Identificar los riesgos	2. Identificar	3.1 Identificación del riesgo
<b>EVALUACIÓN</b>	3. Análisis cualitativo de los riesgos 4. Análisis cuantitativo de los riesgos	2. Evaluar los riesgos 2.1 Estimación del riesgo 2.2 Evaluación del riesgo	2. Evaluar riesgos	3. Evaluar 3.1 Estructura 3.2 Propiedad 3.3 Estimación 3.4 Evaluación	3.2 Análisis del riesgo
<b>EJECUCIÓN</b>	5. Planificar la respuesta a los riesgos 6. Implementar la respuesta a los riesgos	3. Planificar la respuesta a los riesgos 4. Implementar respuesta a los riesgos	3. Desarrollar respuesta a los riesgos	4. Planear respuestas 4.1 Planear respuestas a eventos riesgo 4.2 Planear respuestas a riesgos del proyecto 5. Implementar respuestas	3.3 Valoración del riesgo 4. Tratamiento del riesgo
<b>CONTROL</b>	7. Monitorear	5. Comunicar	4. Control de los riesgos	5. Gestionar proceso	5. Seguimiento y revisión 6. Registro e informe

**Nota:** esta tabla muestra las fases o procesos de la gestión de riesgos de los distintos enfoques. Tomado de: Guilherme, F. (6). A risk management approach based on situational method engineering. Springer-Verlag Berlin, 2011.

Las acciones que se pueden realizar ante una amenaza y una oportunidad son iguales en todas las metodologías mencionadas, a continuación, se presentan.

3.2.6.a Amenazas. Una amenaza es un evento o condición que, si ocurre, tiene un impacto negativo en uno o más objetivos. Se pueden considerar cinco estrategias para hacer frente a las amenazas: evitar, escalar, transferir, mitigar y aceptar (Project Management Institute (PMI), 2021).

- Evitar: es cuando el equipo del proyecto actúa para eliminar la amenaza o proteger el proyecto de su impacto.
- Escalar: es cuando el equipo del proyecto o el patrocinador del proyecto está de acuerdo que una amenaza está fuera del alcance del proyecto.
- Transferir: implica transferir la propiedad de una amenaza a un tercero para administrar el riesgo y soportar el impacto si ocurre la amenaza.
- Mitigar: se toman medidas para reducir la probabilidad de ocurrencia y/o impacto de una amenaza.
- Aceptar: reconoce su existencia, pero no se planea una acción proactiva.

3.2.6.b Oportunidades. Una oportunidad es un evento o condición que, si ocurre, tiene un impacto positivo en uno o más objetivos del proyecto. Se pueden considerar cinco estrategias alternativas para hacer frente a las oportunidades: explotar, escalar, compartir, mejorar y aceptar (Project Management Institute (PMI), 2021).

- Explotar: es mediante la cual el equipo del proyecto actúa para garantizar que una oportunidad ocurre.

- Escalar: es cuando el equipo del proyecto o el patrocinador del proyecto está de acuerdo que una oportunidad está fuera del alcance del proyecto.
- Compartir: implica asignar la propiedad de una oportunidad a un tercero quién puede aprovechar mejor el beneficio de esa oportunidad.
- Mejorar: el equipo del proyecto actúa para aumentar la probabilidad de ocurrencia o impacto de una oportunidad.
- Aceptar: reconoce su existencia, pero no se planea una acción proactiva.

## 4. PROPUESTA DE METODOLOGÍA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE RIESGOS EN LA INDUSTRIA OIL&GAS COLOMBIANA

En este capítulo se presenta la propuesta de metodología para la gestión de riesgos de la industria petrolera, a partir del desarrollo de los capítulos anteriores. Adicionalmente se realiza un comparativo con la metodología empleada actualmente.

### 4.1 Metodología en el sector Oil&Gas

**Figura 23.**

*Ciclo de gestión de riesgos.*



**Nota:** esta figura muestra el ciclo de gestión de riesgos. Tomado de: Ojeda Arboleda, J. C., Salas Díaz, M. A., & Hernández Valdes, R. J. (2011). Plan de gestión de riesgos para el proceso de mantenimiento con paradas de planta de la refinería de Cartagena. [Trabajo de grado]. Universidad Tecnológica de Bolívar. <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/1033/0061420.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

Adicional a los riesgos geológicos, existen otros riesgos de carácter operacional y económico que deben ser incorporados en las evaluaciones, tales como potenciales

variaciones en los precios del mercado de hidrocarburos, variaciones en los costos ya sea por incertidumbre, posibles imprecisiones de los estimados, factores macroeconómicos o una combinación de todas las anteriores. También, están los riesgos empresariales que son aquellos riesgos directamente relacionados con la estrategia, objetivos estratégicos y/o tablero balanceado de gestión de cada compañía.

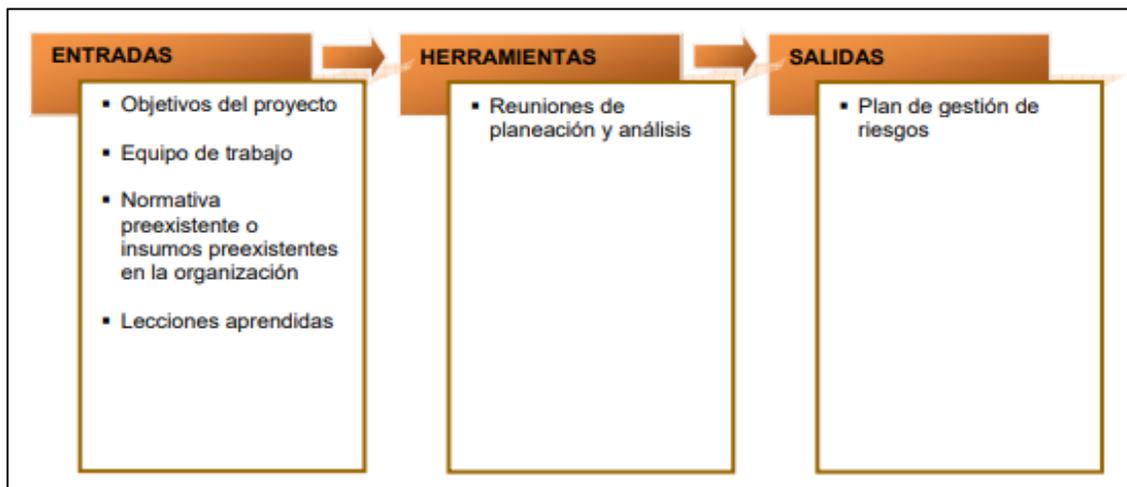
En el sector Oil&Gas se utiliza el ciclo de gestión de riesgos, el cuál se basa en cinco etapas, como se muestra en la figura. Se genera una confianza en la aplicación total de este ciclo ya que de esta manera se dará cumplimiento a los objetivos de la gestión de riesgos.

#### 4.1.1 Planeación

En la primera etapa de Planeación, se define el alcance y los objetivos de la aplicación del ciclo de gestión de riesgos asegurando la integración completa del proceso.

**Figura 24.**

*Proceso de planeación.*



**Nota:** esta figura muestra el proceso de planeación. Tomado de: Ojeda Arboleda, J. C., Salas Diaz, M. A., & Hernández Valdes, R. J. (2011). Plan de gestión de riesgos para el proceso de mantenimiento con paradas de planta de la refinería de Cartagena. [Trabajo de grado]. Uniersidad Tecnologica de Bolivar. <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/1033/0061420.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

### 4.1.2 Identificación

Permite en una forma sistemática y estructurada determinar los eventos que pueden afectar positiva o negativamente el cumplimiento de los objetivos del proceso, proyecto o parada, bien sea que se encuentren o no bajo el control de la organización (Ojeda Arboleda, Salas Diaz, & Hernández Valdes, 2011).

**Figura 25.**

*Proceso de identificación.*



**Nota:** esta figura muestra el proceso de identificación. Tomado de: Ojeda Arboleda, J. C., Salas Diaz, M. A., & Hernández Valdes, R. J. (2011). Plan de gestión de riesgos para el proceso de mantenimiento con paradas de planta de la refinería de Cartagena. [Trabajo de grado]. Uniersidad Tecnologica de Bolivar. <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/1033/0061420.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

### 4.1.3 Evaluación

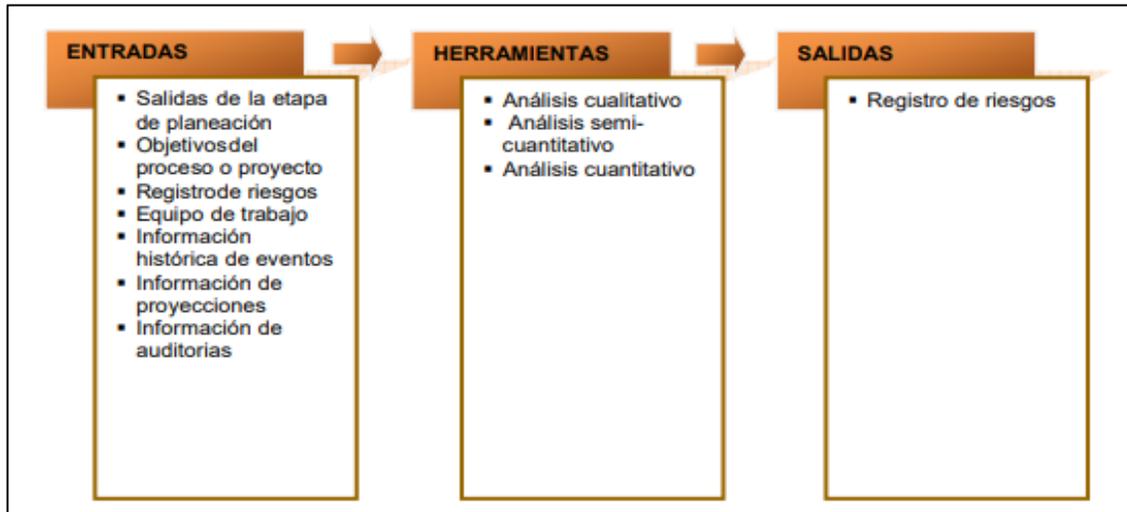
En esta tercera etapa se asegura que los recursos se vayan a utilizar para tratar los riesgos críticos, ya que se dará la prioridad correspondiente por medio de la estimación de la frecuencia de ocurrencia e impactos tanto positivos como negativos. Se realiza una estimación cualitativa, semi-cuantitativa o cuantitativa.

El análisis semi-cuantitativo brinda una visión general del panorama de riesgos priorizado y en diversas ocasiones es suficiente para tomar decisiones de asignación de recursos para el tratamiento de los riesgos críticos. Por su parte, el análisis cuantitativo se utiliza

cuando el proceso, proyecto o parada requiere conocer con mayor precisión el impacto y/o probabilidad de ocurrencia de un riesgo al que está expuesto. Para los proyectos el análisis cuantitativo permite determinar con mayor precisión el presupuesto, cronograma y calcular el límite de responsabilidad contractual.

**Figura 26.**

*Proceso de evaluación.*



**Nota:** esta figura muestra el proceso de evaluación. Tomado de: Ojeda Arboleda, J. C., Salas Diaz, M. A., & Hernández Valdes, R. J. (2011). Plan de gestión de riesgos para el proceso de mantenimiento con paradas de planta de la refinería de Cartagena. [Trabajo de grado]. Universidad Tecnológica de Bolívar. <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/1033/0061420.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

#### **4.1.4 Tratamiento**

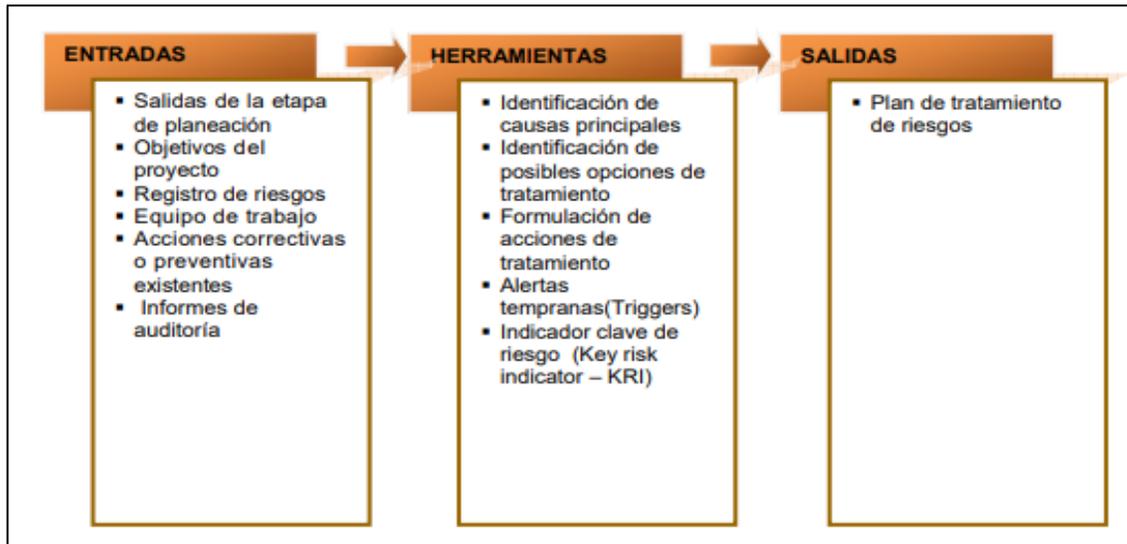
Gracias a esta etapa se seleccionará las alternativas, se definirá y ejecutará el plan de tratamiento. Las opciones de tratamiento son las siguientes: aceptar y transferir para tratar amenazas y/o oportunidades, mitigar y eliminar para tratar amenazas o explotar para tratar oportunidades.

Entre los objetivos del plan de tratamiento se encuentran: disminuir o aprovechar las causas básicas que puedan generar los riesgos, tratar las consecuencias que se presentarían en caso de materializarse el riesgo, y/o la probabilidad de ocurrencia de

estas, todo esto mediante la optimización y asignación eficaz de los recursos de la organización (Ojeda Arboleda, Salas Diaz, & Hernández Valdes, 2011).

**Figura 27.**

*Proceso de tratamiento.*



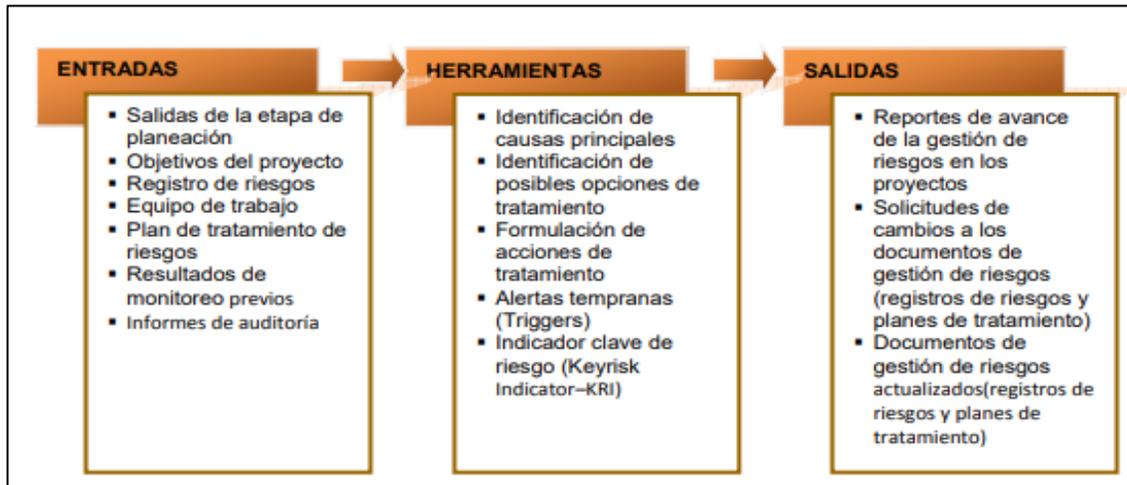
**Nota:** esta figura muestra el proceso de tratamiento. Tomado de: Ojeda Arboleda, J. C., Salas Díaz, M. A., & Hernández Valdes, R. J. (2011). Plan de gestión de riesgos para el proceso de mantenimiento con paradas de planta de la refinería de Cartagena. [Trabajo de grado]. Universidad Tecnológica de Bolívar. <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/1033/0061420.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

#### **4.1.5 Monitoreo**

El objetivo de esta etapa es el seguimiento y control del plan de tratamiento, y así verificar la aplicación del ciclo de gestión de riesgos con sus resultados óptimos.

**Figura 28.**

*Proceso de monitoreo.*



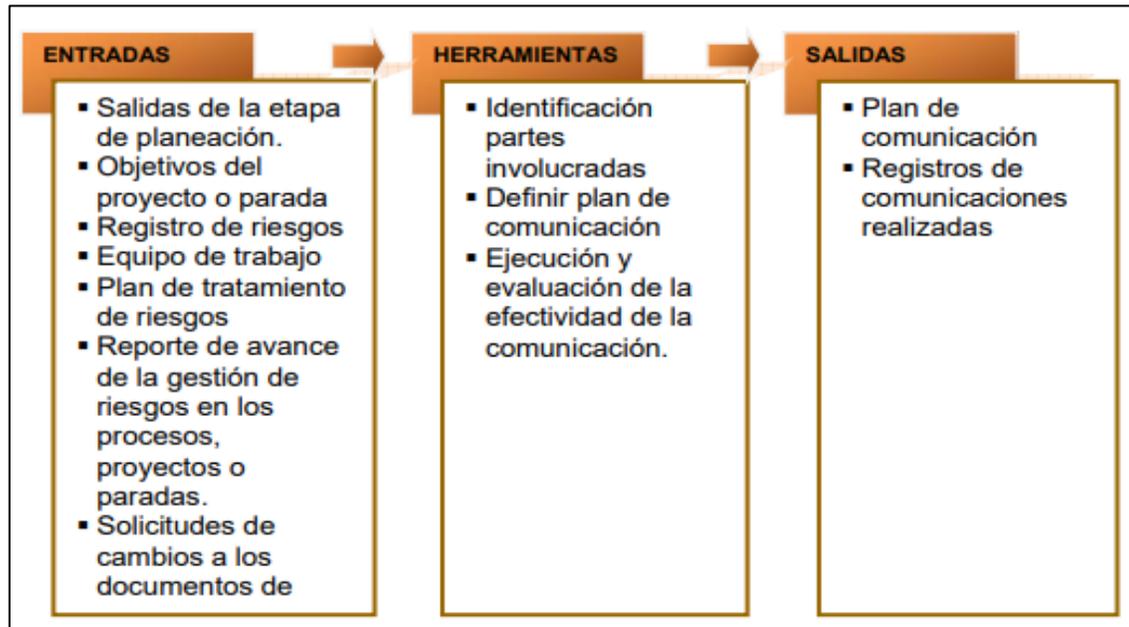
**Nota:** esta figura muestra el proceso de monitoreo. Tomado de: Ojeda Arboleda, J. C., Salas Diaz, M. A., & Hernández Valdes, R. J. (2011). Plan de gestión de riesgos para el proceso de mantenimiento con paradas de planta de la refinería de Cartagena. [Trabajo de grado]. Uniersidad Tecnologica de Bolivar. <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/1033/0061420.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

#### **4.1.6 Comunicación**

Esta es una etapa transversal que permite transferir la información y los resultados entre las partes involucradas, hay un intercambio de opiniones y datos; con el fin de realimentar la gestión de riesgos incorporando las diferentes opiniones de las partes involucradas, divulgar los roles y responsabilidades de los involucrados, facilitar la comprensión de las bases sobre las cuales se toman decisiones, divulgar a las partes interesadas información relevante, generar conocimiento, lenguaje común y cultura en materia de gestión de riesgo, desarrollar la confianza y seguridad en los involucrados, generar coherencia en la organización y permitir la identificación de sinergias entre las diferentes áreas y la integración de perspectivas y permitir la toma de decisiones.

**Figura 29.**

*Proceso de comunicación.*



**Nota:** esta figura muestra el proceso de comunicación. Tomado de: Ojeda Arboleda, J. C., Salas Diaz, M. A., & Hernández Valdes, R. J. (2011). Plan de gestión de riesgos para el proceso de mantenimiento con paradas de planta de la refinería de Cartagena. [Trabajo de grado]. Uniersidad Tecnologica de Bolivar. <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/1033/0061420.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

## 4.2 Propuesta de metodología

Los proyectos de la industria Oil&Gas cuentan con gran complejidad, ya que se enfrentan a factores como: detalle (numero de variables y relaciones), ambigüedad (eventos y causas), incertidumbre (imposibilidad de pre-evaluar acciones), impredecibilidad (imposibilidad de saber que va a pasar), dinámica (rapidez e inmediatez de los cambios), estrucutura social (numero y tipo de interacciones) e interrelaciones (muchas interdependencias e interconexiones). Por lo cual se debe subdivir el proyecto para poder realizar la gestión de los riesgos de manera efectiva, esa división se define por fuentes de riesgo.

**Figura 30.**

*Fuentes de riesgo.*

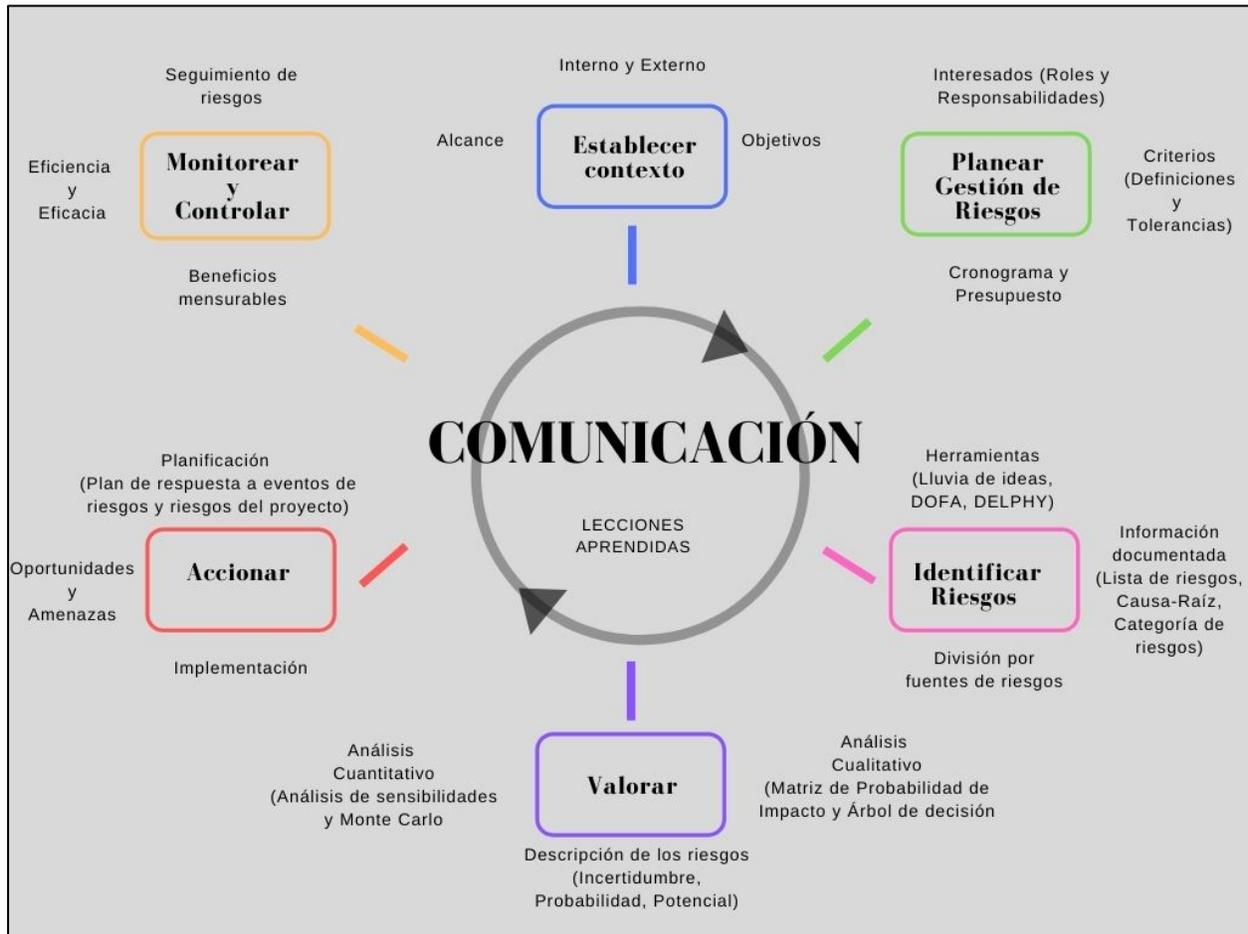


**Nota:** esta figura muestra las fuentes de riesgo.

Cabe recalcar que cuando se estudia un riesgo se debe tener en cuenta: probabilidad de ocurrencia, el impacto, cuando y la frecuencia. A continuación se presenta la metodología propuesta para la gestión de los riesgos.

**Figura 31.**

Metodología propuesta para la gestión de los riesgos.



**Nota:** esta figura muestra la metodología propuesta para la gestión de los riesgos.

La metodología contempla seis (6) procesos o etapas, las cuales son: establecer contexto, planear gestión de riesgos, identificar riesgos, valorar, accionar y monitorear y controlar. Adicionalmente, se propone un proceso simultaneo el cual corresponde a la comunicación. La metodología contempla un ciclo de mejora continua (ciclo PHVA), en el cual se pueda mejorar las diferentes practicas, herramientas y técnicas por medio de lecciones aprendidas.

Establecer el contexto, este proceso permite identificar y alinear los objetivos estratégicos del proyecto con los de la empresa, realizar un análisis del contexto interno y externo lo que facilita posteriormente la identificación de los riesgos en una etapa

posterior y, por último, ayuda a enmarcar el alcance de la gestión de riesgos, esto nos ayuda a contrarrestar la gran volatilidad e incertidumbre del sector.

Planear la gestión de riesgos, proceso que ayuda a identificar a los interesados y la asignación de roles y responsabilidades de cada uno, lo cual tiene gran importancia debido a que se recomienda tener un grupo interdisciplinario; se fijan tiempos y presupuestos para el desarrollo de la gestión y por último, se fijan los criterios que serán tenidos en cuenta en la evaluación de riesgos.

Identificar riesgos, parte desde la identificación de riesgos asociados a cada fuente de riesgo, lo que permite posteriormente identificar cuales tendrán un impacto crítico. Por otro lado, se emplean diferentes herramientas que permiten la identificación de estos, donde el objetivo de este proceso será documentar la lista de riesgos, categorizarlos e identificar su causa raíz.

Valorar, este proceso contempla la descripción de los riesgos, para que todos los interesados comprendan en totalidad los riesgos identificados y así mismo poder emplear análisis cualitativos y cuantitativos para su evaluación.

Accionar, este proceso planifica e implementa las respuestas estudiadas en la planificación, cabe recalcar que se estudian los eventos de riesgos y riesgos de proyectos. Las respuestas pueden ser determinadas según sean considerados los riesgos como amenazas o como oportunidades.

Monitorear y controlar, este proceso hace referencia a realizar un seguimiento de las respuestas implementadas, evaluándolas según la eficiencia y eficacia de estas y son comparadas según los criterios establecidos en el proceso de planear la gestión de riesgos. Cabe recalcar que cada respuesta debe aportar un beneficio mensurable y no un simple entregable.

### **4.2.1 Herramientas para la identificación de riesgos**

A continuación, se mencionarán brevemente las principales herramientas para identificar los riesgos en proyectos:

4.2.1.a Análisis DOFA. Se emplea para conocer la situación real en la que se encuentra la organización y el proyecto. Contempla un análisis del contexto interno (debilidades y fortalezas) y externo (amenazas y oportunidades).

4.2.1.b Análisis de espina de pescado. Consiste en una representación gráfica sencilla en la que puede verse las relaciones de un tema común (espina central), con temas relacionados (espinas). También es conocido como un diagrama causa – efecto. Es un diagrama de fácil interpretación que ayuda y permite identificar causas raíces de un problema.

4.2.1.c Lluvia de ideas. También denominada como tormenta de ideas, es una herramienta de trabajo que facilita el surgimiento de nuevas ideas sobre un tema en específico, para poderse llevar a cabo se debe contar con un grupo multidisciplinario. Es un proceso que captura ideas innovadoras debido que se promueve la comunicación entre las partes interesadas.

4.2.1.d Método DELPHY. Este método se enfoca en la prospectiva (estudia el futuro) centrado en el entorno técnico, social, económico y sus interacciones. Este método está conformado por cuatro pasos, los cuales son: definición de objetivos, selección de expertos, elaboración y lanzamiento de los cuestionarios y explotación de resultados.

### **4.2.2 Herramientas de análisis cualitativos y cuantitativos de riesgos**

A continuación, se mencionarán brevemente las principales herramientas para el análisis cualitativos de riesgos.

4.2.2.a Matriz de probabilidad e impacto. Es una herramienta de análisis cualitativos de riesgos que se emplea para analizar los eventos futuros, previamente identificados, utilizando las dos dimensiones del riesgo (probabilidad e impacto). Se emplea una matriz para poder identificar si el riesgo corresponde a un valor alto, moderado y bajo. Para la industria Oil&Gas se emplea generalmente una matriz 5x5 empleando la siguiente escala (muy bajo, bajo, moderado, alto y muy alto).

4.2.2.b Análisis de árbol de decisión. Es una herramienta de análisis cualitativo que representa todos los eventos de forma gráfica y analítica. La herramienta está diseñada para tomar decisiones secuenciales, y su objetivo principal es poder identificar los mayores riesgos y tomar la decisión “más acertada”, desde un punto de vista probabilístico, ante un abanico de posibles decisiones. Esta herramienta se usa comúnmente con otras herramientas como: valor monetario esperado (EMV).

4.2.2.c Análisis de sensibilidades. El análisis de sensibilidades es un método determinístico que provee información de las variables que afectan con mayor peso a un proyecto. Su aplicación consiste en afectar cada una de las variables con incertidumbre y evidenciar sus impactos en el proyecto.

Normalmente en la industria petrolera se eligen: producción, precio del crudo, CAPEX y OPEX. Un análisis más preciso podría incorporar en forma separada el OPEX Fijo, OPEX Variable, inflación, producción de agua, declinación, entre otros.

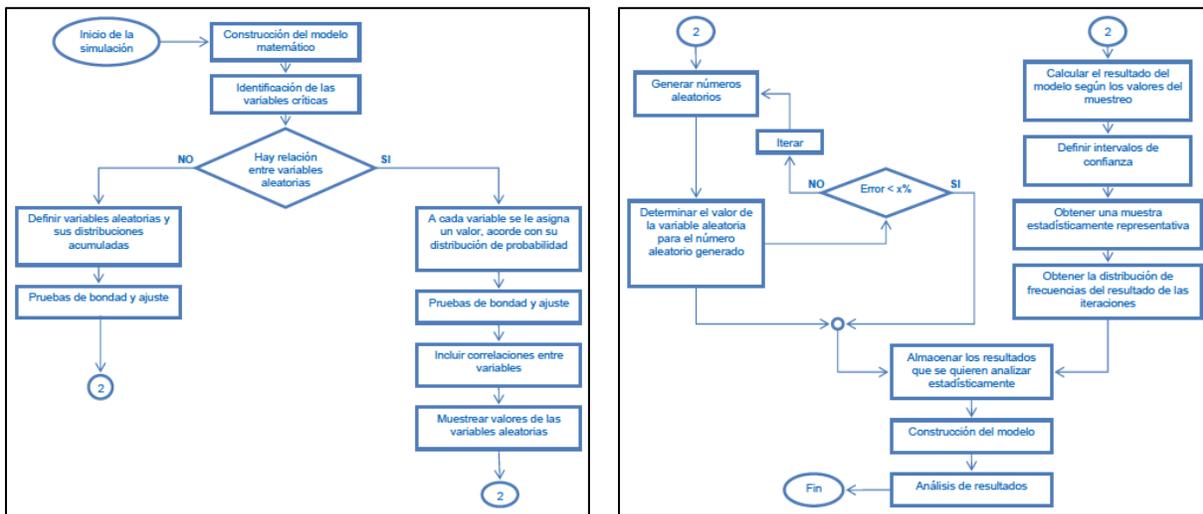
4.2.2.d Simulación de Monte Carlo. La simulación Monte Carlo es una metodología probabilística que permite variar aleatoria y simultáneamente todos los elementos que componen el flujo de caja.

Existe el software comercial disponible para la aplicación de esta metodología, por ejemplo Cristal Ball®, mediante el cual el analista expresa el rango de posibles valores o variación de cada elemento eligiendo una determinada distribución de probabilidad, o función matemática. La simulación elige aleatoriamente el valor de

cada elemento de acuerdo a la distribución de probabilidad y calcula el resultado una y otra vez hasta alcanzar la cantidad de ciclos requeridos para completar la simulación, que pueden ser miles o decenas de miles de recálculos. Los resultados son graficados o tabulados para visualizar claramente la distribución de probabilidad de los resultados posibles (Moix, 2014). La metodología para realizar simulaciones de Monte Carlo se muestra a continuación.

**Figura 32.**

*Esquema metodología simulación Monte Carlo.*



**Nota:** esta figura muestra el Esquema metodología simulación Monte Carlo. Tomado de: Mejía Romero, J., & Palma Bustamante, J. (2008). Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua. [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/128746.pdf>

Los principales resultados obtenidos del análisis mediante este método son: gráfica de frecuencia acumulada, gráfica de frecuencia normal y gráfico de sensibilidades.

## 5. CONCLUSIONES

La implementación de por lo menos una metodología de gestión de riesgos en una empresa del sector Oil&Gas es muy importante ya que a lo largo del desarrollo de un proyecto o actividad no se esta exento de los riesgos y al tener definida una metodología se dará una respuesta inmediata y eficaz.

Los principales riesgos de la industria petrolera son políticos, geológicos, costos y precio del petróleo y gas. Donde entre ellos se destaca las reservas de petróleo como factor principal de la incertidumbre geológica, los relacionados a los costos se encuentran el CAPEX, OPEX y plan de producción y por ultimo el precio es una variable de gran impacto, por lo cual debe ser evaluada con gran detalle.

Se observó que las metodologías mencionadas en el proyecto tienen muchas similitudes, unas más completas que otras, sin embargo, buscan el alcance de los objetivos estratégicos determinamos por la organización.

Se identifica numerosos riesgos en el sector Oil & Gas, los cuales se clasifican en riesgos de procesos y riesgos de proyectos, esto debido al tipo de actividad y al entorno que se maneja.

La metodología propuesta en este proyecto abarca y tiene en cuenta cada aspecto, variable, herramienta y técnica crucial para una gestión de riesgos óptima en el sector Oil&Gas.

No todas las metodologías tienen en cuenta un análisis cuantitativo, algunas solo se basan en el análisis cualitativo, esto no quiere decir que dichas metodologías estén mal. En este proyecto, incluimos el análisis cuantitativo (Análisis de Sensibilidades y Simulación de Monte Carlo) en la metodología propuesta ya que ayuda a cuantificar su probabilidad e impacto.

## BIBLIOGRAFÍA

- Bueno, G., Correa, C., & Echeverry, J. (2010). Administración de riesgos – una visión global y moderna. [Trabajo de grado]. Universidad de la Republica. Disponible: <https://hdl.handle.net/20.500.12008/201>
- Conde, A. (2014). Procedimiento para la selección de técnicas para la identificación, valorización y control de riesgos y de peligros en la industria de Oil & Gas. [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander (UIS). Disponible: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2014/152388.pdf>
- Departamento Administrativo de la Función Pública. (2020). Guía para la administración del riesgo y el diseño de controles en entidades públicas. [PDF]. Disponible: <https://www.funcionpublica.gov.co/>
- Engineering. (2015). Engineering. [En línea]. Disponible: <https://www.theprojectdefinition.com/p-engineering/>
- Federation of European Risk Management Associations. (2003). Estándares de gerencia de riesgos. [PDF]. Disponible: <https://www.ferma.eu/app/uploads/2011/11/a-risk-management-standard-spanish-version.pdf>
- Foussard, C., & Denis-Remis, C. (2014). Risk assessment: methods on purpose?. [En línea]. Process Systems Engineering, 337-352. Disponible: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-02305851>
- Gil, J., Cordoba, J., Nisperuza, O., & Quintana, L. (2015). Management in Ergonomics. A tool to enhance results in engineering projects. Society of Petroleum Engineers. Disponible: <https://doi.org/10.2118/174099-MS>
- Guilherme, F. (6). A risk management approach based on situational method engineering. [En línea]. Springer-Verlag Berlin, 2011. Disponible: [https://www.researchgate.net/publication/264855756\\_A\\_Risk\\_Management\\_Approach\\_Based\\_on\\_Situational\\_Method\\_Engineering](https://www.researchgate.net/publication/264855756_A_Risk_Management_Approach_Based_on_Situational_Method_Engineering)
- Guillart Juan, S., & Capuz Rizo, S. (2020). Análisis comparativo de estándares y metodologías de gestión de riesgos del proyecto. [Trabajo de grado]. Universitat Politècnica de València. Disponible: <http://dspace.aepro.com/xmlui/handle/123456789/2566>

- Hito Master DAP. (s.f.). Gestión de riesgos del proyecto. [En línea]. Disponible: <https://uv-mdap.com/programa-desarrollado/bloque-ii-certificacion-pmp-pmi/gestion-de-los-riesgos-del-proyecto-pmp-pmi/>
- Icontec. (2004). Norma Técnica Colombiana NTC 5254, Gestión del Riesgo. [PDF]. Disponible: <https://www.corponor.gov.co/NORMATIVIDAD/NORMA%20TECNICA/Norma%20T%E9cnica%20NTC%205254.pdf>
- Iskanius, P. (2009). Risk management in the ERP project in the context of SMEs. [PDF] Engineering Letters, 9. Disponible: [https://www.researchgate.net/publication/40422652\\_Risk\\_management\\_in\\_ERP\\_project\\_in\\_the\\_context\\_of\\_SMEs](https://www.researchgate.net/publication/40422652_Risk_management_in_ERP_project_in_the_context_of_SMEs)
- International Organization for Standardization SO. (2018). ISO 31000 - Administración/Gestión de riesgos — Lineamientos guía.
- Juran. (s.f.). Guide to Failure Mode and Effect Analysis - FMEA. [En línea]. Disponible: <https://www.juran.com/blog/guide-to-failure-mode-and-effect-analysis-fmea/>
- Marcelino-Sadaba, S. (2013). Project risk management methodology for small firms. [En línea]. ScienceDirect, 14. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.ijproman.2013.05.009>
- Mejia Romero, J., & Palma Bustamante, J. (2008). Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua. [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander. Disponible: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/128746.pdf>
- Mendonça Silva, M., Henriques de Gusmão, A. P., Poletto, T., Camara e Silva, L., & Cabral Seixas Costa, A. P. (2014). A multidimensional approach to information security risk management using FMEA and fuzzy theory. [En línea]. Disponible: [https://www.researchgate.net/publication/264559609\\_A\\_multidimensional\\_approach\\_to\\_information\\_security\\_risk\\_management\\_using\\_FMEA\\_and\\_fuzzy\\_theory](https://www.researchgate.net/publication/264559609_A_multidimensional_approach_to_information_security_risk_management_using_FMEA_and_fuzzy_theory)
- Moix, R. (2014). Evaluación económica de proyectos petroleros. [PDF]. Colombia: Pacific Rubiales Energy.
- Muñoz Holguin, D., & Cuadros Mejia, A. (2017). Comparación de metodologías para la gestión de riesgos en los proyectos de las PYMES. [En línea]. Revista Ciencias Estratégicas. Disponible: <https://www.redalyc.org/pdf/1513/151354939004.pdf>

- Ochoa, L. (2017). Diseño de una metodología para la gestión de riesgos de calidad, a partir de la norma ISO 31000:2011 numeral 5, ISO 9001:2015 requisito 6.1 y la normatividad del sector de alimentos, aplicado en la empresa YOD BUEN SERVICIO. [Trabajo de grado]. Colombia: Universidad Libre. Disponible: <https://repository.unilibre.edu.co/handle/10901/10949?locale-attribute=en>
- Ochoa, V. (2016). Elaboración de un modelo integrado para la evaluación económica de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos. [Trabajo de grado]. Universidad Industrial de Santander.
- Oil and Gas industry overview. (s.f.). [En línea]. Disponible: <https://www.schedulereader.com/blog/oil-and-gas-industry-overview>
- Ojeda Arboleda, J. C., Salas Diaz, M. A., & Hernández Valdes, R. J. (2011). Plan de gestión de riesgos para el proceso de mantenimiento con paradas de planta de la refinería de Cartagena. [Trabajo de grado]. Uniersidad Tecnologica de Bolivar. Disponible:<https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/1033/0061420.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Project Management Institute (PMI). (2017). [PDF]. PMBOK Guide - Sixth Edition. United States.
- Project Management Institute (PMI). (2021). [PDF]. PMBOK Guide - Seventh Edition. United States.
- Ramon, V. (2017). Modelación económica y financiera de proyectos de fracturamiento hidráulico en Colombia: una aproximación teórica y práctica. [Trabajo de grado]. Colombia. Colegio de Estudios Superiores de Administración - CESA. Disponible: <http://hdl.handle.net/10726/1745>
- Santander, A. (2016). Evaluación económica de proyectos en marcha en una empresa petrolera. [Trabajo de grado]. Universidad Siglo 21. Disponible:<https://repositorio-uesiglo21-edu-ar.bibliotecadigital.idm.oclc.org/handle/ues21/13054>
- Sinnott, R., & Towler, G. (2012). Diseño en ingeniería química. [PDF]. Reverte.
- Troya, A. (2018). Riesgo e incertidumbre en la evaluación económica de proyectos de perforación de pozos de desarrollo. [Trabajo de grado]. Universidad Nacional de PIURA. Disponible: <http://repositorio.unp.edu.pe/handle/UNP/1593>

Vega, V., & Rodriguez, G. (2017). Administracion de riesgos. [PDF]. Ecuador: UNIANDES. Disponible: [https://www.researchgate.net/profile/Vladimir-Vega/publication/329323970\\_Administracion\\_de\\_Riesgos/links/5c01600292851c63cab2995b/Administracion-de-Riesgos.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Vladimir-Vega/publication/329323970_Administracion_de_Riesgos/links/5c01600292851c63cab2995b/Administracion-de-Riesgos.pdf)