

Diseño e implementación de un modelo integral de la gestión de riesgos basado en el enfoque de innovación para las labores de extracción, mantenimiento y producción de crudo en la Vicepresidencia Regional central de Ecopetrol S. A.

Ivan Dario Castilla Valencia

Trabajo de grado para optar al título de Magister en Gerencia de Negocios- MBA

Director

Edwin Alberto Garavito Hernández

Maestría en Ingeniería Industrial

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Estudios Industriales y Empresariales

Maestría en Gerencia de Negocios

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi familia, que siempre ha estado conmigo en cada reto que afronto en la vida, su soporte y aliento han sido claves para superar todos los proyectos de manera exitosa, llenan mi vida de alegría y estabilidad emocional, lo que permite que mi rendimiento sea el que se requiere. Sin la ayuda de mi esposa Yennifer Lorena Pinilla Garcia y mis padres Simón Castilla Almeida y Alba Rosa Valencia de Castilla, el éxito no sería igual. Este logro es tan suyo como mío

Agradecimientos

"A la Universidad Industrial del Santander, por haberme brindado el espacio y las herramientas para mi formación integral. De manera especial, agradezco al Cuerpo Docente de la Maestría, cuyas lecciones en clase, sembraron en mí conocimiento de vanguardia, habilidades de liderazgo y el compromiso ético."

"Mi más profundo agradecimiento a mi tutor, Edwin Alberto Garavito por su importante guía y por confiar en este proyecto. Sus críticas constructivas, acompañamiento y su rigor académico fueron determinantes para alcanzar los objetivos propuestos y lograr construir esta guía metodológica."

"A mis compañeros de maestría. Gracias por el compañerismo, por los debates que enriquecieron mi perspectiva y por convertir las clases en recuerdos memorables. Este logro es compartido con ustedes a quienes les deseo éxito en sus nuevos retos profesionales."

"A Ecopetrol S.A. por el apoyo financiero y logístico brindado a través de la beca de estudio otorgada. Asimismo, agradezco a los líderes de la organización por su disposición y ayuda en brindarme los espacios para asistir a mis clases y adquirir este conocimiento que implementare con entusiasmo en mis labores."

Finalmente, a mi familia y amigos cercanos, por servir como pilar en este proceso. Gracias por entender mis ausencias, por celebrar mis pequeños avances y por recordarme siempre por qué empecé este camino. Su amor es mi mayor motivación."

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo general.....	20
1.2 Objetivos específicos	20
2. Marco Teórico	21
3. Marco de antecedentes legales u otros.....	22
3.1 Antecedentes de la gestión integral del riesgo en Colombia.....	22
3.2 Creación del sistema nacional de gestión del riesgo de desastres (SNGRD)	22
3.3 Estructura institucional	23
3.4 Avances posteriores a la Ley 1523 (2012–2025)	24
3.5 Enfoques metodológicos.....	25
3.6 Entrada en vigencia de los planes de gestión de riesgos de desastres	26
4. Descripción del problema y justificación del proyecto.....	28
4.1 Una mirada hacia la problemática en gestión de riesgos en el sector del oil and gas.....	28
4.1.1 Riesgos operacionales y su impacto ambiental.....	28
4.1.2 Impactos sobre las personas y la seguridad ocupacional	29
4.1.3 Fluctuación de precios del barril: un riesgo económico estructural	30
4.1.4 Rechazo de grupos de interés y presión ambiental	31
4.2 Actual problemática en ECOPETROL S.A. S.A., y sus riesgos potenciales.....	32
4.3 Justificación del proyecto	45

5. Desarrollo del proyecto..... 46

5.1 Identificación de metodologías para la evaluación de riesgos..... 46

5.1.1 Enfoques y marcos normativos de gestión de riesgos 47

5.1.2 Enfoque basado en Riesgos de seguridad de procesos (origen tecnológico)..... 48

5.1.3 Enfoque basado en riesgos financieros y empresariales 49

5.1.4 Enfoque basado en riesgos naturales 49

5.1.5 Enfoque basado en Riesgos antrópicos..... 50

5.1.6 Enfoque basado en riesgos ocupacionales 50

5.1.7 Integración hacia un modelo metodológico..... 51

5.2 Metodología para valoración del riesgo..... 52

5.2.1 Evaluación de las consecuencias 53

5.2.2 Evaluación de probabilidad..... 53

5.2.3 Clasificación del nivel de riesgos 54

5.2.4 Evaluación del riesgo..... 55

5.2.5 Metodología para evaluación cualitativa, cuantitativa y semicuantitativa 56

5.2.5.1 Análisis y valoración del riesgo operacional. 56

5.2.5.2 Análisis de consecuencia. (ECOPETROL S.A. S.A., s.f.)..... 64

5.2.5.3 Análisis cuantitativo del riesgo (QRA) (ECOPETROL S.A. S.A., s.f.). 66

5.3 Construcción de esquema de administración de riesgos (conocimiento, reducción y manejo) 69

5.3.1 Fase 1. Conocimiento del riesgo..... 70

5.3.1.1 Establecimiento del contexto. 71

5.3.1.2 Evaluación del riesgo..... 74

5.3.1.2.1 Etapas del proceso de evaluación del riesgo.....	75
5.3.1.3 Monitoreo del riesgo.....	81
5.3.2 Fase 2. Reducción del riesgo	83
5.3.2.1 Intervención correctiva.	84
5.3.2.2 Intervención prospectiva.....	85
5.3.2.3 Proceso de reducción para riesgos empresariales.	87
5.3.3 Fase 3. Manejo del Riesgo.....	87
5.3.4 Fase 4. Articulación institucional con grupos internos y externos.....	88
5.3.4.1 Conceptualización de Protocolos de articulación.	89
5.3.5 Fase 5. Seguimiento y monitoreo del modelo.....	90
5.3.5.1 Monitoreo y seguimiento continuo de la exposición al riesgo.	90
5.3.5.2 Indicadores de desempeño de la gestión de riesgos.....	91
5.3.5.3 Auditorías y revisiones periódicas con enfoque en la gestión del riesgo.....	91
5.3.5.4 Investigación de incidentes y accidentes.	91
5.3.5.5 Gestión de reclamaciones en HSE.	91
5.3.5.6 Lecciones aprendidas para la integración en el ciclo de mejora continua.	92
5.4 Establecimiento del contexto interno y externo de la vicepresidencia regional central de producción.....	92
5.4.1 Ámbito geográfico y cobertura	92
5.4.2 Gerencia La Cira Infantas (GCT)	95
5.4.3 Gerencia Rio Mares (GRM).....	101
5.4.4 Gerencia Catatumbo Nare (GTA)	109
5.4.5 Filosofía operacional del proceso de producción y tratamiento de crudo	117

5.5 Aplicación fase 1. Conocimiento el riesgo118

5.5.1 Estimación de áreas de afectación a través de evaluaciones cuantitativas 121

5.5.2 Incendio, explosión y nubes inflamables 122

5.5.3 Resultados estudios de riesgos individual (QRA) 122

5.5.4 Construcción y desarrollo de matriz para evaluación y valoración de riesgos 123

5.5.5 Monitoreo del riesgo 123

5.6 Aplicación fase 2. Reducción del riesgo 124

5.7 Propuesta de integración de esquema de administración con herramientas de inteligencia artificial 124

5.7.1. Herramientas de inteligencia artificial para riesgos operacionales 125

5.7.1.1. Predicción de Condiciones de Fallas Futuras 125

5.7.1.2 Necesidades de Intervención y Mantenimiento 126

5.7.1.3 Propuestas de Proveedores/Plataformas. 126

5.7.1.4 Calidad de los Datos. 129

5.7.2 Herramientas de inteligencia artificial para riesgos empresariales 130

5.8 Definición de planes de respuesta 132

5.9 Articulación institucional con grupos internos y externos 132

5.10. Definición de indicadores de medición y monitoreo 135

5.11 Estructura de esquemas de reporte 138

5.12 Medidas de mejoramiento continuo 142

6. Resultados 147

7. Conclusiones 149

8. Recomendaciones 151

Referencias bibliográficas..... 153

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Estructura institucional modelo de gestión de riesgos en Colombia	23
Tabla 2. Gastos operativos globales del sector del Upstream Ecopetrol S.A.(2019 – 2024).....	44
Tabla 3. Técnicas de análisis de riesgos propuestas.....	57
Tabla 4. Relación de los análisis de consecuencias con los procesos de toma de decisiones.....	65
Tabla 5. Relación de los análisis cuantitativos del riesgo con los procesos de toma de decisiones	67
Tabla 6. Lineamientos para la definición del contexto interno y externo	71
Tabla 7. Fuentes de información de amenazas con origen natural y socio natural	73
Tabla 8. Medidas correctivas en el proceso de intervención correctiva.....	84
Tabla 9. Caracterización territorial área de influencia GCT	97
Tabla 10. Totalidad de pozos en operación en los campos Cira Infantas.....	98
Tabla 11. Numero de pozos productores e inyectores en los campos Cira Infantas	98
Tabla 12. Indicadores de producción GCT	100
Tabla 13. Indicadores de inyección de agua	100
Tabla 14. Equipos de perforación y subsuelo en operación en la GCT	101
Tabla 15. Caracterización territorial área de influencia GRM	106
Tabla 16. Descripción infraestructura operativa GRM	107
Tabla 17. Indicadores de producción GRM	108
Tabla 18. Descripción de activos gerencia GTA.....	109
Tabla 19. Caracterización territorial área de influencia Activo Catatumbo.....	113

Tabla 20. Caracterización territorial área de influencia Activo Nare.....	114
Tabla 21. Descripción de plantas y/o estaciones de la GTA	115
Tabla 22. Descripción de pozos campos Tibú, Oripaya y Sardinata.....	116
Tabla 23. Descripción de pozos campos Moriche, abarco, Jazmin, Girasol; Underriver, Nare sur y Teca	116
Tabla 24. Descripción de proceso operativo áreas de producción – segmento upstream	117
Tabla 25. Descripción riesgos exógenos y endógenos de la Vicepresidencia Regional Central.	120
Tabla 26. Descripción de modelos ML para analizar datos de predicción.....	128
Tabla 27. Descripción de modelos ML para analizar datos de anomalías	129
Tabla 28. Capacidades de la IA para alineación con metodología COSO	130

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Línea de tiempo del desarrollo del modelo de gestión del riesgo en Colombia.....	25
Figura 2. Descripción de riesgos exógenos y endógenos que confluyen en el sector extractivo .	32
Figura 3. Incremento costos de levantamiento Vicepresidencia regional central	35
Figura 4. Descripción costos de levantamiento Informe de resultados del segundo trimestre de 2025, Ecopetrol S.A.....	36
Figura 5. Tendencia de margen EBITDA 2015 – 2025 y resultados trimestrales 2T25	37
Figura 6. Utilidad neta antes de impairment 2T 2022 – 2T 2025	38
Figura 7. Artículo Superando la Tragedia	39
Figura 8. Infografía Evento Lisama 158	41
Figura 9. Estadística de fatalidades en Ecopetrol S.A. de 2019 a 2025.....	42
Figura 10. Escala de probabilidad Matriz RAM.....	53
Figura 11. Matriz RAM	55
Figura 12. Determinación del riesgo.....	67
Figura 13. Diagrama de ciclo de gestión de riesgos, Ecopetrol S.A.....	70
Figura 14. Comparación de terminología de los procesos para la gestión del riesgo según norma ISO 31000: 2009 e ISO 31000:2018.....	75
Figura 15. Propuesta procedimiento para evaluación del riesgo	76
Figura 16. Diagrama de corbatín	83
Figura 17. Conformación de los Planes de Emergencia y Contingencia PEC.....	88
Figura 18. Ubicación geográfica de la Vicepresidencia Regional Central	93

Figura 19. Pozo Infantas 2	95
Figura 20. Organigrama Gerencia Cira Infantas (GCT)	96
Figura 21. Región de operación contrato ECOPETROL S.A. – Sierracol.	99
Figura 22. Áreas de operación grupo Carlyle	99
Figura 23. Distribución de infraestructura campo Llanito.....	102
Figura 24. Distribución de infraestructura campo Lisama.....	103
Figura 25. Ubicación de campos Tisquirama y San Roque	104
Figura 26. Organigrama Gerencia Rio Mares (GRM).....	105
Figura 27. Proyección de crecimiento de la GRM.....	109
Figura 28. Organigrama Gerencia Catenare (GTA).....	113
Figura 29. Diagrama de flujo del proceso en el segmento upstream	118

Lista de apéndices

Anexo A. Mapas de amenazas para eventos amenazantes exógenos naturales

Anexo B. Áreas de afectación incendio, explosión y nube toxica

Anexo C. Isocontornos de riesgo QRA

Anexo D. Metodología para el cálculo de riesgo individual

Anexo E. Matriz de valoración de riesgos

Anexo F. Medidas de monitoreo del riesgo

Anexo G. Medidas de reducción del riesgo

Anexo H. VRC-GCT-P002_Reporte Técnico 261124

Anexo I. Matriz de Riesgos y Controles de Procesos

Anexo J. Estructura de PEC Regional

Anexo K. Protocolo articulación con estrategias EMRE

Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS

Resumen

Título: Diseño e implementación de un modelo integral de la gestión de riesgos basado en el enfoque de innovación para las labores de extracción, mantenimiento y producción de crudo en la Vicepresidencia Regional central de Ecopetrol. S. A.*

Autor: Castilla Valencia Ivan Dario**

Palabras clave: Gestión, Riesgos, Sostenibilidad, Upstream, Innovación, Modelo, ISO, Mantenimiento

Descripción:

El sector de Oil & Gas es un pilar fundamental de la economía colombiana, destacándose Ecopetrol S.A. por su contribución a la autosuficiencia energética, la generación de ingresos fiscales y el desarrollo regional. No obstante, este sector enfrenta un entorno altamente complejo y dinámico, influenciado por variables técnicas, económicas, sociales, ambientales y regulatorias que incrementan significativamente los niveles de incertidumbre. En el segmento upstream, los riesgos son particularmente elevados debido a la naturaleza no renovable de los recursos, la complejidad geológica y las exigentes condiciones operativas.

Entre los principales riesgos se encuentran la seguridad industrial, los impactos ambientales, la volatilidad de los precios internacionales del crudo, los conflictos sociales en zonas de operación, el cumplimiento normativo y los desafíos asociados a la transición energética hacia fuentes más limpias. Adicionalmente, factores internos como la eficiencia operativa, la cultura organizacional, la capacidad de innovación y la calidad en la toma de decisiones estratégicas influyen de manera directa en la gestión de estos riesgos. Por ello, la gestión integral del riesgo se convierte en un elemento esencial para garantizar la continuidad operativa, la sostenibilidad financiera y la protección de los grupos de interés, especialmente en regiones complejas como el Magdalena Medio, donde confluyen múltiples variables críticas. En este contexto, el presente trabajo propone un modelo metodológico integral de gestión de riesgos, alineado con estándares internacionales como ISO 31000 y COSO ERM, que fortalezca la toma de decisiones mediante un enfoque preventivo, sistemático y orientado a la creación de valor.

* Diseño e implementación de un modelo integral de la gestión de riesgos basado en el enfoque de innovación para las labores de extracción, mantenimiento y producción de crudo en la Vicepresidencia Regional central de Ecopetrol. S.A.

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Director: Edwin Alberto Garavito Hernández. Maestría en Ingeniería Industrial.

Abstract

Title: Design and Implementation of a Comprehensive Risk Management Model Based on the Innovation Approach for the Oil Extraction, Maintenance, and Production Activities in the Central Regional Vice Presidency of Ecopetrol. S. A. *

Author: Castilla Valencia Ivan Dario **

Keywords: Management, Risks, Sustainability, Upstream, Innovation, Model, ISO, Maintenance

Description:

The Oil & Gas sector is a fundamental pillar of the Colombian economy, with Ecopetrol S.A. standing out for its contribution to energy self-sufficiency, fiscal revenue generation, and regional development. However, this sector operates in a highly complex and dynamic environment, influenced by technical, economic, social, environmental, and regulatory variables that significantly increase uncertainty levels. In the upstream segment, risks are particularly high due to the non-renewable nature of resources, geological complexity, and demanding operational conditions.

Key risks include industrial safety challenges, environmental impacts, volatility in international oil prices, social conflicts in operational areas, regulatory compliance requirements, and the challenges associated with the transition toward cleaner energy sources. Additionally, internal factors such as operational efficiency, organizational culture, innovation capacity, and the quality of strategic decision-making directly influence risk management effectiveness.

Therefore, comprehensive risk management becomes essential to ensure operational continuity, financial sustainability, and the protection of stakeholders, especially in complex regions such as the Magdalena Medio, where multiple critical variables converge. In this context, this study proposes an integrated methodological risk management model aligned with international standards such as ISO 31000 and COSO ERM. The model aims to strengthen decision-making through a preventive; systematic approach focused on value creation.

* Design and Implementation of a Comprehensive Risk Management Model Based on the Innovation Approach for the Oil Extraction, Maintenance, and Production Activities in the Central Regional Vice Presidency of Ecopetrol. S.A

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Industrial and Business Studies. Director: Edwin Alberto Garavito Hernández. Master's Degree in Industrial Engineering.

Introducción

El sector del Oil and Gas representa uno de los principales sectores económicos para el desarrollo sostenible de Colombia, siendo Ecopetrol S.A. la empresa más representativa en este sector y uno de los principales generadores de valor para el país. Como compañía de carácter mixto, con participación mayoritaria del Estado, Ecopetrol S.A. no solo desempeña un rol estratégico en la autosuficiencia energética y en el sostenimiento de la caja del gobierno nacional, sino que también se enfrenta a un entorno complejo y altamente dinámico en el que confluyen factores técnicos, económicos, sociales, ambientales, políticos y regulatorios.

En particular, las operaciones de exploración y producción (*upstream*) se caracterizan por una elevada exposición a riesgos inherentes a la naturaleza de los recursos no renovables y a la incertidumbre propia de la actividad extractiva. Entre los riesgos más relevantes se encuentran aquellos relacionados con la seguridad industrial y la protección ambiental, la variabilidad de los precios internacionales del crudo, las tensiones sociales en los territorios donde la compañía desarrolla sus actividades, el cumplimiento normativo frente a un marco regulatorio en constante evolución, y los desafíos derivados de la transición energética global. Adicionalmente, factores internos como la eficiencia de los procesos, la gestión tecnológica, la cultura organizacional y la toma de decisiones estratégicas inciden directamente en la capacidad de la empresa para anticipar, gestionar y mitigar dichos riesgos.

La administración y gestión de riesgos en Ecopetrol S.A, en el Magdalena Medio como parte del objeto de estudio, se convierte en una necesidad esencial para garantizar la continuidad operativa, sostenibilidad financiera, la seguridad operativa, la protección de los grupos de interés

y el fortalecimiento de la confianza pública, en una región que lleva décadas manteniendo al sector de hidrocarburos como una de sus fuentes principales de ingresos. Sin embargo, el carácter multifactorial del entorno en la que opera esta regional, demanda la construcción de un modelo metodológico que integre de manera sistemática las diferentes dimensiones del riesgo: operacional, financiero, social, ambiental, reputacional y estratégico. Este modelo debe responder tanto a las exigencias internas de eficiencia y control, como a las expectativas externas impuestas por los organismos del Estado que confluyen en el área, las comunidades, los inversionistas, los entes reguladores y los compromisos internacionales en materia de sostenibilidad y cambio climático.

En este contexto, el presente trabajo de aplicación se orienta a diseñar un modelo metodológico integral para la administración de riesgos en la Regional Central de Ecopetrol S.A., que aporte un marco de referencia para fortalecer la toma de decisiones y consolidar una gestión preventiva con tendencia a la promoción y no a la reacción, pero que responda a situaciones contingentes de materializarse los riesgos. La propuesta busca articular la visión corporativa con las mejores prácticas internacionales, alineándose con los lineamientos de gobierno corporativo y sostenibilidad, y al mismo tiempo adaptándose a la realidad específica de Colombia y a las particularidades de los territorios donde la empresa desarrolla sus operaciones.

De esta manera, la investigación pretende contribuir al fortalecimiento de la gestión del riesgo en Ecopetrol S.A., usando como plataforma la dinámica misma de la regional central; incrementando así su capacidad de anticipación frente a escenarios adversos, optimizando el uso de recursos, minimizando impactos negativos y potenciando la creación de valor compartido para todos sus grupos de interés.

Este trabajo mostrará la criticidad de la gestión de riesgos en las operaciones del segmento del upstream en la industria Oil & Gas, hará uso de enfoques particulares tales como, la prevención de accidentes graves, incorporando lineamientos nacionales como el Decreto 2157 de 2017 de Colombia sobre la gestión del riesgo de desastres, entre otros. Pero contrastando elementos propios de prácticas internacionales que permitan desarrollar los elementos de conocimiento, reducción y manejo del desastre. Es claro que actualmente se tiene grandes desafíos inherentes a este sector, donde la complejidad de las operaciones y los riesgos asociados pueden tener consecuencias significativas para la seguridad humana, el medio ambiente y la eficiencia operativa, en concordancia con los principios de conocimiento, reducción y manejo del riesgo establecidos en la normativa colombiana y que además los grupos de interés son más exigentes y demandantes sobre la armonía de estas operaciones con su entorno social, ambiental y económico.

La metodología empleada comprenderá una revisión exhaustiva de las prácticas existentes sobre gestión de riesgos en la industria Oil & Gas, el análisis de casos de accidentes relevantes ocurridos la organización y la identificación de las mejores prácticas y normativas internacionales (ISO 31000, etc.), integrando los enfoques de identificación, análisis y evaluación del riesgo de desastres definidos en la legislación nacional colombiana.

Los principales logros que se esperan determinar incluyen la identificación de los riesgos prioritarios en el área de estudio, la evaluación de la efectividad de las estrategias de gestión de riesgos implementadas en casos estudiados, y la formulación de recomendaciones para fortalecer la prevención de riesgos en operaciones en el segmento del upstream, en el marco del conocimiento, la reducción del riesgo y el manejo del desastre según lo establecido en el Decreto 2157 de 2017.

Es necesario demostrar la importancia de un enfoque integral y proactivo de la gestión de riesgos como pilar fundamental para la sostenibilidad y seguridad en las operaciones que desarrolla Ecopetrol S.A., en esta regional, en coherencia con la política integrada de gestión de la organización

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Desarrollar un modelo integral de gestión de riesgos para las operaciones de extracción, mantenimiento y producción de crudo en Ecopetrol S.A. en la Vicepresidencia Regional Central

1.2 Objetivos específicos

Realizar un diagnóstico integral para identificar y categorizar los principales riesgos inherentes a las operaciones de extracción, mantenimiento y producción de crudo en la Vicepresidencia Regional Central

Desarrollar una matriz de evaluación que permita priorizar los riesgos a través de esquemas de evaluación definidos en normas y estándares nacionales e internacionales

Implementar un modelo de gestión de riesgos basado en prácticas innovadoras que permitan definir estrategias predictivas y que midan la mejora del proceso en el marco normativo

Estructurar una estrategia que permita desarrollar planes de respuesta y mejora en el gerenciamiento de los procesos a través de la implementación de metodologías diferenciadoras en administración de riesgos, prevención de accidente mayor y seguridad de procesos

Establecer estrategias de medición y monitoreo y medición que fortalezcan la cultura de aseguramiento de los procesos y la administración de los riesgos, para la toma de decisiones a nivel gerencial, táctico y operativo.

2. Marco Teórico

El marco teórico del presente proyecto sirve como base sólida para sustentar la necesidad de implementar un modelo de gestión de riesgos que sustente la toma de decisiones de la alta gerencia. Inicialmente, mediante el marco conceptual se definirán los conceptos más relevantes del proyecto. Posteriormente se desarrollará un marco de antecedentes legales, el cual ofrece orientación y respaldo metodológico al proyecto.

3. Marco de antecedentes legales u otros

3.1 Antecedentes de la gestión integral del riesgo en Colombia

Antes de 2012, Colombia contaba con el Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres (SNPAD), creado en 1988 mediante el Decreto 919, enfocado sobre todo en la respuesta a emergencias.

Sin embargo, este sistema tenía limitaciones:

- Enfocaba los esfuerzos más en la atención que en la prevención.
- No integraba de manera suficiente los niveles territoriales (nación, departamentos y municipios).
- No había una cultura clara de análisis de riesgo en los sectores públicos ni privados.

La Ley 1523 de 2012 reemplazó este enfoque reactivo por un modelo integral, prospectivo y correctivo, creando el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SNGRD).

3.2 Creación del sistema nacional de gestión del riesgo de desastres (SNGRD)

Con la Ley 1523 se estableció el modelo actual de gestión del riesgo, que se basa en tres grandes procesos:

- Conocimiento del riesgo: identificación, análisis y evaluación de amenazas, vulnerabilidades y exposición.

- Reducción del riesgo: implementación de medidas para disminuir las condiciones de vulnerabilidad y evitar nuevas amenazas.

- Manejo de desastres: preparación, respuesta y recuperación ante eventos.

Además, se crea la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD) como entidad rectora y coordinadora del sistema.

3.3 Estructura institucional

El modelo colombiano se construyó bajo una arquitectura descentralizada y participativa, en la tabla 1 se presenta la estructura institucional modelo de gestión de riesgos en Colombia:

Tabla 1.

Estructura institucional modelo de gestión de riesgos en Colombia

Nivel	Descripción
Nacional	La UNGRD coordina el sistema; los ministerios y entidades sectoriales deben integrar la gestión del riesgo en sus políticas.
Territorial	Las gobernaciones y alcaldías deben conformar sus Consejos Departamentales y Municipales de Gestión del Riesgo (CDGRD y CMGRD).
Comunitario	La ley promueve la participación social y el fortalecimiento de capacidades locales.

Se establecieron además instrumentos técnicos y financieros como:

- Los Planes de Gestión del Riesgo de Desastres (PGRD).
- Los Planes de Emergencia y Contingencia (PEC).
- Los Fondos Territoriales de Gestión del Riesgo.

3.4 Avances posteriores a la Ley 1523 (2012–2025)

a) 2014–2017: Institucionalización y planeación

- Se adoptaron guías técnicas y metodologías de análisis de riesgo (UNGRD, DNP, IDEAM).
- El Plan Nacional de Gestión del Riesgo 2015–2025 definió metas y responsabilidades sectoriales.
- Se incorporó la gestión del riesgo en los Planes de Desarrollo y los Planes de Ordenamiento Territorial (POT).

b) 2018–2021: Articulación con cambio climático y desarrollo sostenible

- Se fortaleció la articulación con la Política Nacional de Cambio Climático.
- Se crearon estrategias de finanzas públicas para la gestión del riesgo, con apoyo del Banco Mundial y BID.
- Se avanzó en instrumentos de transferencia del riesgo (seguros catastróficos, fondos de contingencia).

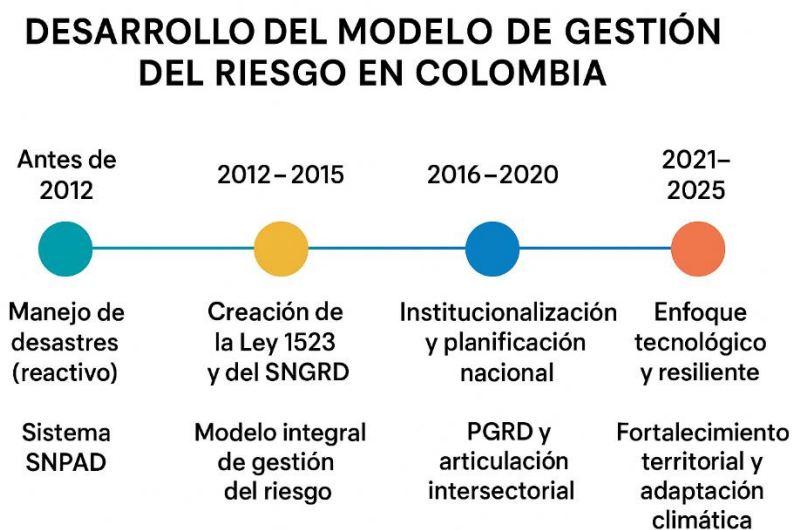
c) 2022–2025: Enfoque territorial y tecnológico

- Se fortaleció la gestión de riesgo en sectores críticos: energía, hidrocarburos, transporte e infraestructura.
- Implementación de sistemas de alerta temprana basados en tecnologías de información (SAT, IDEAM, SGC).
- La UNGRD ha impulsado la digitalización del registro de emergencias y desastres (REGERD).

• En los últimos años, se ha buscado integrar el enfoque de resiliencia comunitaria y adaptación climática local. En la figura 1 se puede apreciar la línea de tiempo del desarrollo del modelo de gestión del riesgo en Colombia

Figura 1.

Línea de tiempo del desarrollo del modelo de gestión del riesgo en Colombia



3.5 Enfoques metodológicos

El modelo colombiano adopta metodologías reconocidas internacionalmente, entre ellas:

- Marco de Sendai (ONU, 2015–2030) para la reducción del riesgo de desastres.
- ISO 31000 (gestión del riesgo) y ISO 22301 (continuidad del negocio).
- Enfoques sectoriales basados en gestión de riesgos de seguridad de procesos (en el sector industrial y petrolero), y en análisis multicriterio para riesgos naturales.

3.6 Entrada en vigencia de los planes de gestión de riesgos de desastres

El Decreto 2157 de 2017 reglamentó el artículo 42 de la Ley 1523 de 2012 estableciendo el marco regulatorio dirigido a los responsables de realizar el PGRDEPP como mecanismo para la planeación del desarrollo seguro y sostenible de la actividad desde la gestión del riesgo de desastres. Lo anterior, permitiéndoles, identificar, priorizar, formular, programar y hacer seguimiento a las acciones necesarias de conocimiento y reducción del riesgo (actual y futuro) de sus instalaciones y de aquellas derivadas de su propia actividad u operación que pueden generar daños y pérdidas a su entorno, entre otras actividades, en el marco de la GRD, con el objetivo de que las entidades públicas y privadas puedan consolidar su Sistema de Gestión Integral del Riesgo (CRC; UNGRD, 2021).

Este decreto aplica a todas las entidades que desarrollen sus actividades en el territorio nacional, encargadas de la prestación de servicios públicos, que ejecuten obras civiles mayores o que desarrollen actividades industriales o de otro tipo que puedan significar riesgo de desastre debido a eventos físicos peligrosos de origen natural, socio-natural, tecnológico, bio-sanitario o humano no intencional.

El término desastre caracteriza un nivel de pérdidas dentro de un contexto específico. En particular, es una forma de describir un nivel de consecuencias desproporcionado con respecto a la situación presente del sistema. De acuerdo con la Ley 1523, 2012, se señala lo siguiente:

Son aquellos escenarios de riesgo tecnológico que tienen el potencial de generar “una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento de la sociedad, que exige del Estado y del sistema nacional ejecutar acciones de respuesta a la emergencia, rehabilitación y reconstrucción” (Definición de desastre - Ley 1523 de 2012). Los

escenarios de riesgo tecnológico que pueden ser considerados con potencialidad de desastres corresponden con eventos de muy alta consecuencia y muy baja probabilidad.

Por otra parte, existen otros requisitos sectoriales con base en reglamentaciones específicas del Decreto 2157 de 2017 realizadas por las autoridades competentes, los cuales incluyen a los escenarios con potencialidad de desastre y otros escenarios de riesgo tecnológico asociados sus competencias (p.ej. sector ambiente PGR/PDC Resolución 1402 de 2018, Programa de Prevención de Accidente Mayor PPAM Decreto 1347 de 2021).

Adicional a esto se hará uso de los siguientes lineamientos para sustentar el contenido metodológico del presente trabajo de aplicación:

- ISO 31000, 2018, Risk management.
- Guidelines for hazard evaluation procedures (CCPS).
- Guidelines for consequence analysis of chemical releases (CCPS).
- Methods for the calculation of physical effects due to releases of hazardous materials (TNO+).
- Methods for the determination of possible damage to people and objects resulting from releases of hazardous materials (TNO+).
- Methods for determining and processing probabilities (TNO+)
- Guidelines for quantitative risk assessment (TNO+).
- Oreda handbook 2015, 6th edition – volume i and ii.
- Reference manual Bevi risk assessments.
- ARPEL, 2015, Guía de metodologías de análisis de riesgos.
- Risk assessment data directory.
- European Commission Statistics.

4. Descripción del problema y justificación del proyecto

4.1 Una mirada hacia la problemática en gestión de riesgos en el sector del oil and gas

La industria del petróleo y gas (oil and gas) ha sido históricamente uno de los sectores más relevantes para el desarrollo económico mundial, pero también uno de los más expuestos a una amplia gama de riesgos que, al materializarse, generan consecuencias significativas sobre el ambiente, las personas, las finanzas y la estabilidad de los mercados globales. Estos riesgos se derivan tanto de las características técnicas de las operaciones como del contexto político, social y económico en el que se desarrollan. La gestión proactiva del riesgo reduce la probabilidad de eventos catastróficos, protege la integridad de las personas y el ambiente, y asegura la continuidad del negocio frente a la volatilidad del mercado.

4.1.1 Riesgos operacionales y su impacto ambiental

Los riesgos operacionales son inherentes a las fases de exploración, producción, transporte, refinación y almacenamiento de hidrocarburos. La naturaleza compleja de estos procesos implica el manejo de sustancias inflamables, tóxicas y contaminantes que, ante fallas humanas, técnicas o de gestión, pueden desencadenar accidentes con graves consecuencias ambientales.

Ejemplos históricos como el desastre de *Deepwater Horizon* (BP, 2010) en el Golfo de México evidencian el impacto devastador que puede tener un solo evento operativo. La explosión y posterior derrame de más de cuatro millones de barriles de petróleo afectaron ecosistemas

marinos, aves, comunidades pesqueras y zonas costeras durante años. Casos similares han ocurrido en plataformas del Mar del Norte, en refinerías de Texas, y en oleoductos de América Latina, donde rupturas, incendios o fugas han contaminado ríos, suelos y atmósfera.

El impacto ambiental de estos riesgos materializados no se limita a derrames visibles. Emisiones fugitivas de metano, descargas de aguas contaminadas o el uso inadecuado de químicos en procesos de fracturación hidráulica también contribuyen al cambio climático y a la pérdida de biodiversidad. La industria enfrenta, por tanto, un desafío creciente en implementar tecnologías limpias, fortalecer sus sistemas de gestión de seguridad de procesos (PSM) y adoptar normas como la ISO 14001 o la API RP 754, que orientan la identificación y control de incidentes con potencial de afectar el medio ambiente.

4.1.2 Impactos sobre las personas y la seguridad ocupacional

Los riesgos en la industria del *oil and gas* no solo afectan al entorno natural, sino también a las personas. Las actividades extractivas y de refinación exponen a los trabajadores a condiciones de alta presión, temperaturas extremas, sustancias tóxicas y maquinaria pesada. La ocurrencia de incendios, explosiones o fugas de gases venenosos ha cobrado la vida de miles de empleados a lo largo de la historia del sector.

Eventos como la explosión de la planta de Pemex en Reynosa (México, 2012) o los incendios en refinerías de PDVSA (Amuay, 2012) demuestran cómo los fallos en la gestión de riesgos ocupacionales pueden derivar en tragedias humanas, pérdidas económicas y deterioro de la reputación corporativa. La aplicación de metodologías como HAZOP, LOPA o la matriz RAM (Riesgo – Afectación – Mitigación) ha permitido identificar y priorizar peligros críticos, pero su

efectividad depende del compromiso organizacional, la cultura de seguridad y la capacitación continua de los trabajadores.

Asimismo, las comunidades cercanas a las operaciones industriales también enfrentan consecuencias directas o indirectas. La exposición a contaminantes atmosféricos, el deterioro de fuentes de agua y la pérdida de medios de vida tradicionales son algunos de los impactos sociales recurrentes en zonas petroleras de América Latina, África y Oriente Medio. Estos factores incrementan la tensión social y fomentan el rechazo hacia nuevos proyectos de exploración o ampliación de refinerías.

4.1.3 Fluctuación de precios del barril: un riesgo económico estructural

A diferencia de otros sectores, la industria petrolera se encuentra sujeta a una alta volatilidad en los precios internacionales del crudo. Factores como conflictos geopolíticos, variaciones en la demanda global, decisiones de la OPEP, transiciones energéticas o crisis económicas determinan el valor del barril y, con ello, la rentabilidad de las operaciones.

La caída de precios del 2014-2016, impulsada por el auge del petróleo de lutitas (*shale oil*) en Estados Unidos, puso en evidencia la fragilidad financiera de muchas empresas del sector. Proyectos con altos costos de extracción —como los ubicados en aguas profundas o en arenas bituminosas— se volvieron insostenibles, generando despidos masivos, reducción de inversiones y cierres de plantas. En 2020, la crisis derivada de la pandemia de COVID-19 llevó el precio del barril WTI a valores negativos por primera vez en la historia, evidenciando la vulnerabilidad del modelo energético basado en combustibles fósiles.

Estas fluctuaciones repercuten no solo en las compañías, sino también en los países exportadores cuya economía depende de los ingresos petroleros. La inestabilidad fiscal, la pérdida de confianza inversionista y el aumento de la deuda pública son consecuencias directas de la dependencia del precio del crudo. Por ello, muchas naciones han comenzado a diversificar sus matrices energéticas y a promover inversiones en energías renovables como medida de mitigación de riesgo económico.

4.1.4 Rechazo de grupos de interés y presión ambiental

En las últimas décadas, la presión de la sociedad civil, las ONG y los grupos ambientalistas ha incrementado de manera significativa. La conciencia sobre el cambio climático y la degradación ambiental ha generado un movimiento global que exige la transición hacia fuentes de energía más limpias. Organizaciones como *Greenpeace*, *Fridays for Future* y comunidades indígenas afectadas por operaciones extractivas han liderado protestas, bloqueos y litigios contra empresas petroleras, cuestionando su licencia social para operar.

El rechazo no se limita a la protesta social; se ha trasladado también al ámbito financiero. Fondos de inversión, bancos y aseguradoras han comenzado a desinvertir en proyectos fósiles bajo políticas de sostenibilidad ESG (*Environmental, Social and Governance*). Esto ha limitado el acceso a financiamiento y aumentado la presión reputacional sobre las empresas del sector.

Como respuesta, muchas compañías han adoptado estrategias de transición energética, implementando programas de reducción de emisiones, inversión en hidrógeno verde, biocombustibles y captura de carbono. Sin embargo, los resultados aún son incipientes frente a la magnitud del desafío climático global. La industria enfrenta, además, la paradoja de seguir siendo

necesaria para el suministro energético mundial, al tiempo que se le exige acelerar su reconversión hacia la sostenibilidad.

4.2 Actual problemática en Ecopetrol S.A., y sus riesgos potenciales

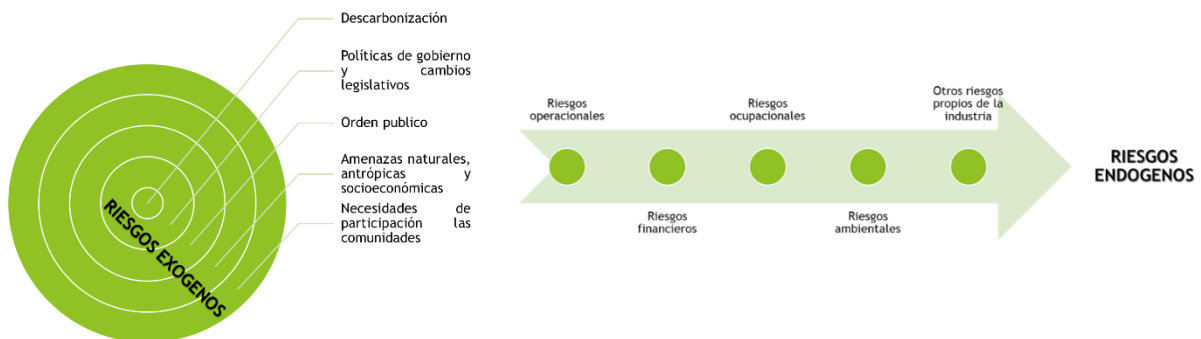
Se evidencia que la omisión de la gestión de riesgos en la industria *Oil & Gas* puede llevar a eventos catastróficos (Hopkins, 2008; Manahan, 2010). En el contexto colombiano, el Decreto 2157 de 2017 resalta la importancia de la identificación y el análisis de riesgos como base para la planificación y la toma de decisiones en todos los sectores, incluyendo al que pertenece Ecopetrol S.A., como industria extractiva. La falta de una gestión integral de riesgos, alineada con los principios de conocimiento y reducción del decreto, puede aumentar la vulnerabilidad de las operaciones y las comunidades aledañas, aumentando la brecha reputacional.

El entorno operativo de Ecopetrol S.A., en la regional central evidencia dos fuentes principales de riesgos, dadas por factores exógenos y endógenos, estos se detallan en la Figura 2.

Descripción de riesgos exógenos y endógenos en que confluyen en el sector extractivo:

Figura 2.

Descripción de riesgos exógenos y endógenos que confluyen en el sector extractivo



En el desarrollo del trabajo se profundizará en estos riesgos, su valoración e impacto, pero para entender el problema es relevante conocer algunos elementos y casos en la situación actual que refuerzan la necesidad de fortalecer el proceso de gestión de riesgos y de implementar una metodología que atienda de manera integral la problemática:

- a. Incremento en los costos de levantamiento de hidrocarburos en el Magdalena Medio
 - *Efectos de la inflación y la tasa de cambio (conversión COP→USD).*

La inflación local y variaciones en la tasa de cambio elevan los costos en pesos (energía, suministros, servicios) y, al convertir a USD/barril, se refleja como un aumento del costo de levantamiento. Ecopetrol S.A. identifica explícitamente este efecto en sus reportes como una parte importante del incremento.

- *Aumento de costos energéticos (consumo eléctrico y diésel) — impacto climático (El Niño).*

Mayores consumos eléctricos por incremento de actividades y tarifas, además de efectos externos como El Niño (que puede subir tarifas o demanda de energía), elevan OPEX por barril (bombas, compresores, tratamiento de agua). Ecopetrol S.A. reporta mayor costo por energía y lo relaciona con fenómenos climáticos e inflación.

- *Mayor gasto en servicios operativos, mantenimiento e intervenciones (campos maduros).*

Campos con mayor declinación natural requieren más trabajo de levantamiento artificial, manejo de agua, intervenciones en pozos y mayor mantenimiento de instalaciones; eso incrementa horas máquina, contratos de servicios y repuestos. Ecopetrol S.A. ha señalado que mayores costos en servicios de apoyo explican parte del alza.

- *Problemas de logística y transporte (bloqueos, huelgas, contingencias operacionales).*

Bloqueos de vías, paros de transportadores y restricciones para evacuar crudo obligan a medidas de contingencia (almacenamiento, transporte alternativo, paradas de producción) que aumentan costos unitarios. Se han reportado cierres temporales y reducción en evacuación por bloqueos, afectando costos. Adicional a esto se han materializado eventos que han aumentado los gastos operacionales por atención de contingencias ambientales

- *Atentados, sabotajes y riesgos de seguridad en infraestructura.*

Ataques a oleoductos y otras instalaciones (sabotajes) implican gastos por reparaciones, contingencias ambientales, seguridad extra y pérdida temporal de producción, todo lo cual eleva el costo por barril. Solo entre 2021 y 2025 se reportaron 13 atentados a la infraestructura petrolera en la Regional Central (Fuente: Informe de gestión VRC Marzo 2025, Ecopetrol S.A.)

- *Conflictos sociales y reclamos de comunidades locales (Magdalena Medio).*

Protestas y tomas de instalaciones en el Magdalena Medio interrumpen operaciones, aumentan costos de diálogo social, seguridad y, en ocasiones, detenciones de actividades que incrementan el costo medio por barril producido. Hay reportes locales sobre paralizaciones y tensiones en la región.

- *Necesidad de diluyentes y costo de dilución (crudos pesados).*

En mezclas con crudo pesado o para transporte en oleoducto se requiere diluyente cuya compra y logística implican un costo adicional por barril (costo de dilución aparece como componente en reportes).

- *Presiones regulatorias, tributarias y ambientales.*

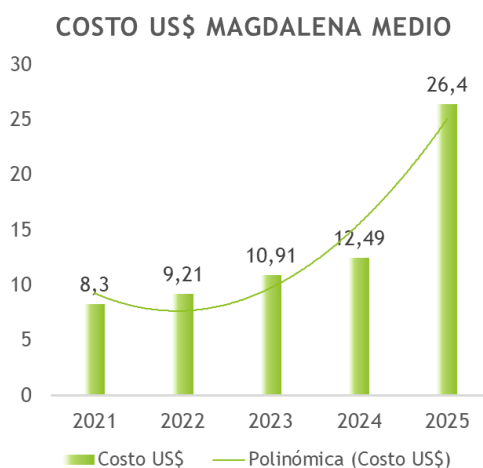
Cambios regulatorios, exigencias ambientales u obligaciones (planes de emergencia y contingencia, impactos ambientales no resueltos, cumplimiento ambiental, cambios en la

legislación) elevan inversiones y gastos operativos asociados al levantamiento. Reportes financieros y noticias muestran impactos regulatorios y fiscales recientes sobre la rentabilidad.

Los factores anteriormente nombrados, han materializado una constante de crecimiento, en el costo de levantamiento en el Magdalena Medio, impactando de manera directa su EBITDA y los rendimientos financieros, esto se aprecia en la Figura 3. Incremento costos de levantamiento Vicepresidencia regional central:

Figura 3.

Incremento costos de levantamiento Vicepresidencia regional central



Nota. Tomado de: Plan integrado 2025 GRM

Actualmente los costos de levantamiento de la regional central están afectando el promedio de levantamiento del segmento del *upstream* en toda la organización el cual asciende a US \$11,97 según el reporte entregado en el informe de resultados del segundo trimestre que emite Ecopetrol S.A., a sus accionistas, valor que muestra la diferencia entre el costo de levantamiento de campos nuevos frente a campos maduros como los que se operan en esta regional, esto se puede apreciar

en la Figura 4. Descripción costos de levantamiento Informe de resultados del segundo trimestre de 2025, Ecopetrol S.A.

Figura 4.

Descripción costos de levantamiento Informe de resultados del segundo trimestre de 2025, Ecopetrol S.A.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento y dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	11.97	12.08	(0.9%)	11.59	12.04	(3.7%)	26.4%
Costo de Dilución**	4.36	5.38	(19.0%)	4.89	5.40	(9.4%)	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías. Cifras con actualizaciones menores periodos anteriores por cierres oficiales.
 ** Calculado con base en barriles vendidos de Ecopetrol S.A.

Nota. Tomado de: Informe de resultados 2T 2025 Ecopetrol. S.A.

b. Reducción del margen EBITDA de la compañía

El margen EBITDA de Ecopetrol S.A. ha tenido un comportamiento variable en los últimos 3 años, alcanzando un 47% en 2022 impulsado por altos precios del petróleo, una cifra histórica, y luego descendiendo hasta el 37.5% en el primer semestre de 2025. (Fuente. Informe de resultados 2T 2025 Ecopetrol S.A.)

Este comportamiento ha sido equiparable a la tendencia en la regional del Magdalena Medio dado que los resultados generales de Ecopetrol S.A. afectan a todas sus regiones, los factores que han impactado el margen EBITDA a nivel de grupo (precios del crudo, inflación, impuestos) también repercuten en las operaciones de la Vicepresidencia Regional Central.

Se encuentran en esta tendencia las siguientes cifras:

- 2022: El margen EBITDA del Grupo fue del 47%.
- 9M 2024: Se reportó un margen EBITDA del 43%.

- 1S 2025: El margen EBITDA se ubicó en 40%.

Se observa que la tendencia del margen EBITDA para Ecopetrol. S.A. fue decreciendo y refleja la dinámica general del grupo empresarial, mostrando una desaceleración desde el pico de 2022 debido a condiciones externas desfavorables, políticas de gobierno y presiones inflacionarias.

La tendencia después del 2022 ha mostrado un comportamiento de castigo al margen EBITDA, que ha impactado todos los indicadores financieros de la compañía (Ver Figura 5. Tendencia de margen EBITDA 2015 – 2025 y resultados trimestrales 2T25 y Figura 6. Utilidad neta antes de *impairment* 2T 2022 – 2T 2025):

Figura 5.

Tendencia de margen EBITDA 2015 – 2025 y resultados trimestrales 2T25

Gráfica 2. EBITDA por barril
Cifras en USD/Barril. Brent (eje derecho)

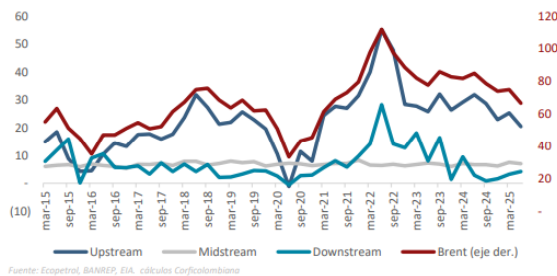


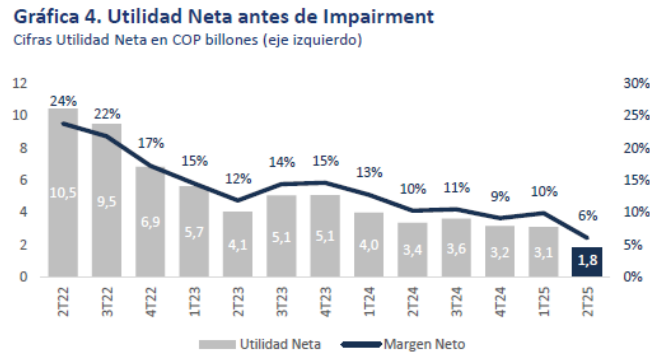
Tabla 2. Resultados Trimestrales 2T25
Cifras en COP billones

Cifras en COP billones	Ecopetrol			Var T/T	Var A/A
	2T24	1T25	2T25		
Total Ingresos	32,63	31,37	29,67	-5%	-9%
Utilidad Bruta	12,05	10,66	8,51	-20%	-29%
Utilidad Operacional	9,54	8,38	5,64	-33%	-41%
EBITDA	14,05	13,26	11,14	-16%	-21%
Utilidad Neta Controladora (antes de Impairment)	3,38	3,13	1,81	-42%	-46%
Margen Bruto	37%	34%	29%	-531pbs	-825pbs
Margen Operacional	29%	27%	19%	-772pbs	-1022pbs
Margen EBITDA	43%	42%	38%	-474pbs	-553pbs
Margen Neto	10%	10%	6%	-387pbs	-424pbs

Nota. Tomado de: Informe de resultados 2T 2025 Ecopetrol S.A.

Figura 6.

Utilidad neta antes de impairment 2T 2022 – 2T 2025



Nota. Tomado de: Informe de resultados 2T 2025 Ecopetrol S.A.

c. Generación de deterioro constante de la imagen de la empresa ante sus stakeholders

La Vicepresidencia Regional Central dentro de sus operaciones cuenta con un relacionamiento que data de 1918 con la perforación del pozo Infantas 2; a lo largo de todo este tiempo se ha establecido un relacionamiento con comunidades, organizaciones sin ánimo de lucro, autoridades locales y regionales, grupos y organizaciones gremiales, y demás grupos de interés con aspectos positivos y elementos por mejorar.

Gran parte de esa dinámica que hoy afecta la imagen de la compañía se ha materializado por diversos eventos operacionales que han afectado a las personas, el medio ambiente o la infraestructura, así como la percepción de incumplimiento de expectativas en la región en materia de contratación de mano de obra y bienes y servicios. Esto no es ajeno a toda Ecopetrol S.A., donde también se han presentado eventos lamentables que han marcado a sus grupos de interés y ha generado resistencia en el relacionamiento y la viabilidad operativa de los negocios.

A continuación, mostramos dos casos representativos, asociados a esta explicación:

- Tragedia en Dosquebradas (Risaralda) — Explosión del poliducto

Figura 7.

Artículo Superando la Tragedia



Nota. Tomado de: Periódico El Diario, 2011

Qué ocurrió: El 23 de diciembre de 2011, en el municipio de Dosquebradas, Risaralda, ocurrió una explosión en el poliducto Salgar-Cartago, entre los kilómetros 165 y 175, en el sector Villa Carola.

La explosión fue causada, según versiones iniciales, por personas que estaban hurtando gasolina; Ecopetrol S.A. luego sostuvo que pudo deberse también a un “movimiento de tierra” provocado por lluvias que afectó la tubería.

Consecuencias: Hubo un número significativo de víctimas: al menos 30 personas muertas, más de 70 heridas, decenas de viviendas destruidas.

Daños materiales grandes: Destruyó viviendas, afectó bienes de la comunidad.

Responsabilidad y acciones posteriores: Se presentaron denuncias legales contra Ecopetrol S.A. por daño en bien ajeno, contaminación ambiental, negligencia, etc. Se hicieron acuerdos de conciliación con algunas familias: reparación económica de los daños, indemnizaciones por

pérdidas de bienes, acompañamiento. Ecopetrol S.A. manifestó que no admitía culpa, pero reconoció que había responsabilidad social dado el riesgo de la operación de transporte de hidrocarburos.

- Evento Lisama 158 — Derrame / Afloramiento de crudo en el pozo Lisama 158 (Barrancabermeja, Santander)

Qué ocurrió: El 2 de marzo de 2018, se presentó un afloramiento (escape) incontrolado de crudo, lodo y gas desde el pozo Lisama 158, ubicado en el corregimiento La Fortuna, zona rural de Barrancabermeja, Santander.

El derrame contaminó cuerpos de agua cercanos: quebradas La Lizama y Caño Muerto, también el río Sogamoso.

Magnitud del daño: Se estiman más de 2.400 especies animales muertas. El volumen derramado ronda los 550 barriles de crudo (Zachos, 2018).

Afectó también a familias del área: hubo traslado de personas de al menos 23 viviendas.

Causas identificadas: Ecopetrol S.A. presentó un informe técnico identificando varios factores críticos que concurrieron para que ocurriera el incidente. Algunos de ellos:

- Sobrepresión natural en el yacimiento (≈ 4.850 PSI).
- Ruptura de un “*blanking plug*” (tapón de barrera), lo cual permitió influjo de fluidos.
- Corrosión del revestimiento de producción del pozo, lo que debilitó su integridad.
- Presencia de fallas geológicas naturales (“La Salina”) que facilitaron la migración de los fluidos hasta la superficie.

Medidas tomadas:

Se enviaron equipos especializados desde EE. UU (“*Snubbing Unit*”, etc.) para intervenir y sellar el pozo. Se construyeron diques, barreras de contención, se hizo limpieza gruesa y fina de los cuerpos de agua afectados; retiro de crudo; recuperación ambiental.

Ecopetrol S.A. recibió sanciones: multas por parte de la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). Originalmente hubo una sanción de ~COP \$5.155 millones; luego se revocó parcialmente a ~COP \$3.863 millones.

Planes de inversión social y ambiental: recuperación del bosque ribereño, siembra de especies nativas, reincorporación de fauna silvestre, proyectos de reparación para la comunidad.

Impacto a largo plazo & seguimiento:

Se considera que la recuperación de las quebradas afectadas podría tomar hasta diez años.

Comunidades han denunciado que algunos efectos persisten (olfato a crudo en aguas, presencia de hidrocarburos en sedimentos, etc.)

Figura 8.

Infografía Evento Lisama 158



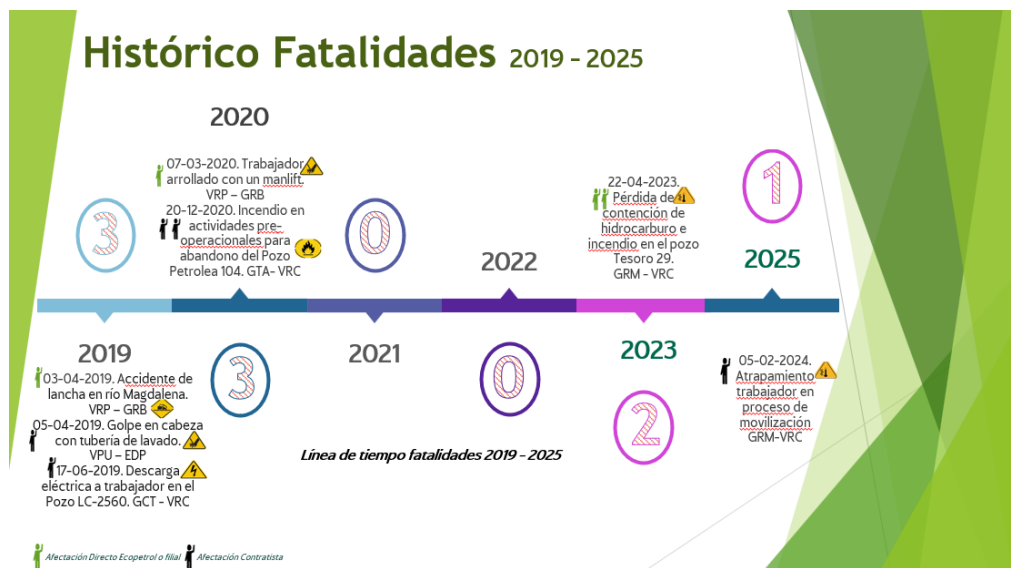
Nota. Tomado de: Periódico el Colombiano, 2018

d. Ausencia de toma de decisiones basada en riesgos

La materialización de riesgos en Ecopetrol S.A., ha sido una constante durante la última década de operaciones en el segmento del upstream y otros negocios. Nada más en los últimos 6 años se han materializado 6 fatalidades tanto de personal directo de la compañía como de firmas contratistas, que dejan ver que aun la compañía presenta retos inmensos en materia de administración y tratamiento de riesgos. (Ver Figura 9. Estadística de fatalidades en Ecopetrol S.A. de 2019 a 2025)

Figura 9.

Estadística de fatalidades en Ecopetrol S.A. de 2019 a 2025



Nota. Tomado de: Ecopetrol. S.A. (s.f.) Presentación resultados de desempeño 2024 – 2025

Aunque existe hoy un sistema de gestión que procura evitar la materialización de estos riesgos, es importante identificar que elementos desde el liderazgo hasta la ejecución de las operaciones deben fortalecerse y alimentarse con nuevas prácticas que permitan mejorar el marco de gestión. Este enfoque debe tener un liderazgo que tome decisiones basado en riesgos, no tan

solo a traves de seguimiento de indicadores sino gestionando y promocionando la disciplina en el desarrollo de acciones tendientes a conocer, reducir y manejar el riesgo

Hablar de fatalidades y actualizar gráfica, además debe enfocarse la idea a como la ausencia de decisiones ha cobrado vidas. Desde el liderazgo

e. Incremento en los costos operacionales por riesgos materializados

Según el informe de resultados del segundo trimestre del 2025, Ecopetrol S.A presentó este balance sobre sus Gastos Operacionales y Exploratorios:

Los gastos operativos, netos de otros ingresos aumentaron un 14.3%, equivalente a COP +0.4 billones frente al 2T24, explicado principalmente por:

f. Mayor carga impositiva dado el decreto de conmoción interior 062 de enero de 2025 por COP +0.1 billones.

g. Mayores provisiones (COP +0.2 billones), principalmente por: i) deterioro de la cartera de la compañía Air-E en ISA y ii) actualización de provisiones ambientales y laborales.

h. Mayor gasto laboral, asociado principalmente al incremento salarial, impactado por el efecto inflacionario COP +0.1 billones.

Este impacto se logra materializar por factores externos e internos asociados a cambios de regulación, aumento en la línea base ambiental, materialización de contingencias ambientales y factores laborales que inciden de manera directa en el incremento del valor de los bienes y servicios.

La tendencia de incremento del *lifting cost* en el sector del *upstream* en Ecopetrol S.A., viene marcada por dos (2) factores predominantes:

1. Aumento de costos de operación y mantenimiento e inflación: El reporte financiero del cuarto trimestre de 2024 de Ecopetrol S.A., indica que los costos de ventas (que incluyen operación

y mantenimiento, costos variables como materiales y electricidad, soporte operativo, etc.) han crecido, principalmente por efectos de inflación, mayores tarifas y mayores volúmenes operados.

Particularmente, se muestra que los costos asociados al mantenimiento, los contratos de soporte operativo, el personal, materiales, electricidad han contribuido al aumento.

2. Crecimiento en los gastos operativos antes de deterioros: En 2024 vs 2023: los gastos operativos antes del deterioro (“*operating expenses before impairment of non-current assets*”) subieron 27.1 %.

En 2023 vs 2022: subieron ~9.7 %, por razones similares (inflación, personal, mantenimiento, seguros, contingencias y emergencia, etc.).

Se observa un marco de eficiencias implementadas, que a pesar del alza en costos, ha permitido reportar ahorros mediante mejoras operativas. Por ejemplo, en el primer semestre de 2025 los programas de eficiencia generaron reducciones en los costos operativos, energía y tarifas de contratación. Eso sugiere que, tras un pico en 2023, los gastos tendieron a bajar un poco en 2024, lo que muestra como factores asociados a los efectos de tipo de cambio y de inflación local pueden distorsionar la comparación, tal y como se muestra en la Tabla 2. Gastos operativos globales del sector del Upstream Ecopetrol S.A.(2019 – 2024).

Tabla 2.

Gastos operativos globales del sector del Upstream Ecopetrol S.A.(2019 – 2024)

Año	Gastos operativos (US\$ millones)
2019	70.646
2020	55.954
2021	80.839
2022	109.320
2023	121.717
2024	104.354

Nota. Tomado de: Macrotrends

4.3 Justificación del proyecto

Una gestión de riesgos correcta en la industria *Oil & Gas* es crucial para la protección de vidas, el medio ambiente (ITOPF, 2020) y la eficiencia operativa (ISO 31000, 2018). El Decreto 2157 de 2017 a nivel nacional refuerza esta necesidad al establecer la obligatoriedad de incorporar la gestión del riesgo de desastres en la planificación del desarrollo y en los procesos de todos los niveles de gobierno y del sector privado, lo que incluye la industria *Oil & Gas* en Colombia.

En el caso de la Vicepresidencia Regional Central, se identifica que la problemática a escalado impactando no solo los costos operacionales sino también en el deterioro con el relacionamiento de algunos grupos de interés, es por esto que se hace necesario establecer un modelo de administración basado en la gestión del riesgo que permita atender la problemática desde varias aristas

- *Conocer, reducir y manejar el riesgo:*

Este componente del modelo permite mantener una postura más predictiva de los riesgos para definir barreras preventivas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia y barreras de mitigación que reduzcan las consecuencias de los riesgos materializados.

- *Fortalecer la medición y el monitoreo del riesgo con nuevas metodologías y buenas prácticas:*

Se hace necesario fortalecer la medición y el monitoreo del riesgo a través de un conjunto de buenas prácticas, aplicando metodologías nacionales e internacionales, manejo de *big data* e inteligencia artificial (IA). Las propuestas de implementación de mejoras tecnológicas permitirán hacer uso de herramientas que fortalezcan planes de mantenimiento, integridad y confiabilidad. A su vez se podrán evaluar tendencias sobre alertas que afecten la continuidad operativa

- *Un modelo diseñado para la toma de decisiones basada en riesgos:*

El propósito del modelo es establecer un esquema de estratégico de rendición de cuentas, gestión y toma de decisiones para definir:

- i. Sistema integral de riesgos
 - j. Criterios de diseño y conocimiento del riesgo
 - k. Inversiones (OPEX y CAPEX)
 - l. Medidas de monitoreo y reducción del riesgo
 - m. Planes de emergencia y contingencia
- *Impactos positivos:*
 - Reducción de sanciones y multas
 - Reducción de activación de PCO operativa por anomalía
 - Reducción de pérdidas por medidas contingentes
 - Mejorar la caja de la compañía

5. Desarrollo del proyecto

5.1 Identificación de metodologías para la evaluación de riesgos

Para un correcto planteamiento del modelo de administración de riesgos, es indispensable establecer el marco conceptual de las metodologías que se proponen en este estudio para identificar y evaluar riesgos. Este marco permitirá efectuar el proceso de construcción de la matriz de

evaluación de riesgos que estará alineada a la definición de evaluaciones cualitativas y cuantitativas que permitan tipificar y priorizar las intervenciones de riesgos prioritarios

La gestión de riesgos en el sector de hidrocarburos se fundamenta en la identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y comunicación de los riesgos que pueden afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos y operacionales de la organización. En el caso de Ecopetrol S.A., y en particular en las operaciones del segmento upstream, la complejidad de los riesgos requiere un enfoque integral que contemple riesgos de naturaleza diversa: operacionales, de seguridad de procesos, financieros, tecnológicos, naturales, antrópicos y ocupacionales.

5.1.1 Enfoques y marcos normativos de gestión de riesgos

Existen marcos normativos y metodológicos ampliamente reconocidos que sirven de referencia para la construcción de modelos de gestión de riesgos en organizaciones de alto impacto:

ISO 31000:2018: establece principios y directrices para la gestión de riesgos, aplicables a cualquier organización y tipo de riesgo. Propone un ciclo basado en identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos.

COSO ERM (*Enterprise Risk Management*): integra la gestión de riesgos con la estrategia organizacional, enfatizando en la creación y protección de valor.

API RP 754 y API RP 580 (*American Petroleum Institute*): centradas en la seguridad de procesos y la gestión de riesgos técnicos en la industria del petróleo y gas.

OSHAS 18001 / ISO 45001: lineamientos para la gestión de riesgos en seguridad y salud ocupacional.

Sendai Framework (ONU, 2015-2030): referente en la reducción de riesgos de desastres naturales y antrópicos.

Estos marcos aportan la base conceptual sobre la cual puede estructurarse un modelo metodológico adaptado a las particularidades del contexto colombiano y al entorno de Ecopetrol S.A.

Por otra parte, existen otros requisitos sectoriales con base en reglamentaciones específicas del Decreto 2157 de 2017 realizadas por las autoridades competentes, los cuales incluyen a los escenarios con potencialidad de desastre y otros escenarios de riesgo tecnológico asociados sus competencias (p.ej. Resolución 1402 de 2018, Programa de Prevención de Accidente Mayor PPAM Decreto 1347 de 2021).

5.1.2 Enfoque basado en Riesgos de seguridad de procesos (origen tecnológico)

La seguridad de procesos (*Process Safety*) se refiere al manejo de riesgos asociados con sustancias peligrosas, presión, temperatura y condiciones extremas en instalaciones industriales. Su gestión busca prevenir incendios, explosiones, fugas tóxicas o fallas catastróficas.

Metodologías aplicadas:

HAZOP (*Hazard and Operability Study*): identifica desviaciones de operación y sus consecuencias.

What if / Checklist Analysis: evaluación de escenarios de fallo potencial.

Bow-Tie Analysis: representa gráficamente causas, barreras preventivas y consecuencias.

Layer of Protection Analysis (LOPA): analiza la suficiencia de las capas de protección.

5.1.3 Enfoque basado en riesgos financieros y empresariales

El upstream se ve fuertemente afectado por la volatilidad de los precios internacionales del crudo, la tasa de cambio, los costos de producción y las inversiones de capital.

Metodologías aplicadas:

Value at Risk (VaR): cuantifica la pérdida máxima esperada en un horizonte temporal dado.

Análisis de sensibilidad y escenarios: proyecta impactos financieros ante variaciones de precios, demanda o costos.

COSO ERM (*Enterprise Risk Management*): integra la gestión de riesgos con la estrategia organizacional, enfatizando en la creación y protección de valor.

Monte Carlo Simulation: permite modelar incertidumbre y evaluar probabilidad de pérdidas.

Indicadores financieros (NPV, IRR, Payback) ajustados por riesgo.

5.1.4 Enfoque basado en riesgos naturales

Los riesgos naturales incluyen fenómenos como inundaciones, sismos, deslizamientos y variabilidad climática, todos ellos relevantes para operaciones del Magdalena Medio y otras regiones productoras.

Metodologías aplicadas:

Mapas de amenazas y vulnerabilidad (metodologías INVIAS, IDEAM, UNGRD).

Modelos de análisis probabilístico sísmico (PSHA).

Análisis de riesgo climático (IPCC, TCFD): identificación de impactos derivados del cambio climático.

Matriz de riesgo ambiental: combina probabilidad e impacto de eventos naturales en operaciones industriales.

5.1.5 Enfoque basado en Riesgos antrópicos

Los riesgos antrópicos derivan de acciones humanas externas, como sabotajes, bloqueos sociales, actos de terrorismo o daños intencionales a la infraestructura petrolera.

Metodologías aplicadas:

Análisis de seguridad situacional (metodología del Ministerio de Defensa / Policía Nacional en Colombia).

Análisis de probabilidad de ataque y vulnerabilidad (*Threat and Vulnerability Assessments – TVA*).

Métodos de resiliencia comunitaria (CRF, *Rockefeller Foundation*): enfoque en construcción de relaciones con comunidades para reducir conflictividad.

Análisis multicriterio de riesgos socio-políticos: integración de variables sociales, económicas y de orden público.

5.1.6 Enfoque basado en riesgos ocupacionales

Relacionados con la seguridad y salud de los trabajadores expuestos a condiciones críticas en campo (altas presiones, sustancias peligrosas, turnos extendidos, transporte en áreas remotas).

Metodologías aplicadas:

Matriz RAM (*Risk Assessment Matrix*)

Matriz de identificación de peligros, evaluación y valoración de riesgos (IPER): utilizada en sistemas de gestión en seguridad y salud.

Análisis de Tareas Críticas (*Job Safety Analysis – JSA*): evaluación de riesgos antes de ejecutar actividades de alto riesgo.

Indicadores de desempeño en seguridad (IF, TRIF, IS): medición de frecuencia y severidad de incidentes laborales.

Modelos de cultura de seguridad (Heinrich, Reason – Modelo del Queso Suizo): análisis de causas raíz de incidentes.

5.1.7 Integración hacia un modelo metodológico

La convergencia de estas metodologías permite configurar un modelo metodológico integral en Ecopetrol S.A., en el que los riesgos no se gestionen de manera aislada, sino bajo un enfoque estructurado que contemple las interacciones entre la seguridad de procesos, finanzas, tecnología, entorno natural, factores sociales y salud ocupacional. La articulación de ISO 31000 y COSO ERM, combinada con herramientas específicas como la matriz RAM, HAZOP, Estudios cuantitativos de riesgos, análisis climático, entre otras, constituye la base para un modelo más completo y adaptado a la realidad de las operaciones de upstream en Ecopetrol S.A.

5.2 Metodología para valoración del riesgo

Para la valoración cualitativa se hará uso de la matriz RAM, la cual esta implementada en Ecopetrol. S.A., para evaluación de riesgos (Fuente: GHS-G-035 Guía matriz de valoración de riesgos, Ecopetrol S.A.)

- Descripción de la metodología RAM

La Matriz de Evaluación de Riesgos es una herramienta para la evaluación cualitativa de los riesgos y facilita la clasificación de las amenazas a la salud, seguridad, medio ambiente, relación con clientes, bienes y reputación de la Empresa. Los ejes de la matriz según la definición de riesgo corresponden a las consecuencias y a la probabilidad.

Para determinar el nivel de las consecuencias se utiliza una escala de "0" a "5"; para evaluar la probabilidad se utiliza una escala de "A" a "E", basándose en la experiencia o evidencia histórica en que las consecuencias identificadas se han materializado dentro de la industria, la empresa o el área; representa la probabilidad de que se desencadenen las consecuencias potenciales o reales estimadas, según el caso.

El cruce de las dos escalas determina la evaluación y clasificación cualitativa del riesgo.

Para este caso de la matriz de valoración de riesgos, estimar la probabilidad y las consecuencias no es una ciencia exacta. La estimación de la consecuencia se basa en la respuesta a "qué ocurrió" o "qué pudo o podrá ocurrir"; y la estimación de la probabilidad se basa en información histórica respecto de casos ocurridos anteriormente en similares condiciones, sabiendo que las circunstancias nunca son exactamente las mismas o la probabilidad de que esto pueda ocurrir.

5.2.1 Evaluación de las consecuencias

La evaluación y clasificación de las consecuencias debe hacerse basándose en lo que podrá o podría haber ocurrido bajo condiciones levemente diferentes (consecuencias potenciales estimadas) o en lo que realmente ocurrió, dependiendo la actividad que se esté evaluando o clasificando, a saber.

5.2.2 Evaluación de probabilidad

El eje horizontal representa la medición de probabilidad de la ocurrencia del evento, con la consecuencia identificada. La escala del eje horizontal se define como:

Figura 10.

Escala de probabilidad Matriz RAM

No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la Empresa o en la industria	Ha ocurrido en la Empresa en los últimos 10 años	Sucede varias veces al año en la Empresa. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años	Sucede varias veces al año en el Departamento*. Puede ocurrir en el transcurso del año
PROBABILIDAD				
A	B	C	D	E

Es importante entender que no debe confundirse con la probabilidad de que se produzca el peligro: se trata de la probabilidad de que se produzcan las consecuencias potenciales o reales estimadas, según sea el caso.

5.2.3 Clasificación del nivel de riesgos

La evaluación y clasificación de los riesgos debe hacerse teniendo en cuenta los siguientes tres elementos:

El primero es la categoría de consecuencia con la cual está relacionada la evaluación:

- Personas (P)
- Económica (E)
- Ambiental (MA)
- Cliente (CL)
- Reputación / Imagen (R)

El segundo corresponde a la gravedad de las consecuencias: Ubicar en escala de 0-5

El tercero corresponde al nivel de probabilidad del suceso con esas consecuencias: Ubicar en escala de A-E.

La intersección de la fila elegida con la columna seleccionada corresponde a la clasificación del riesgo, como se muestra en la Figura 10. Matriz RAM.

Figura 11.

Matriz RAM

CONSECUENCIAS					No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la Empresa o en la industria	Ha ocurrido en la Empresa en los últimos 10 años	Sucede varias veces al año en la Empresa. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años	Sucede varias veces al año en el Departamento*. Puede ocurrir en el transcurso del año	
CATEGORÍAS					GRAVEDAD	PROBABILIDAD				
PERSONAS	ECONÓMICA (USDS)	AMBIENTAL	CLIENTES	REPUTACIÓN		A	B	C	D	E
Una o Más Fatalidades de trabajadores ó incapacidades permanentes a personal de la comunidad	Mayor a 10 Millones	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad Permanente (Total o Parcial) de trabajadores ó Incapacidad temporal de personal de la comunidad	Mayor a 1 Millón y Menor o Igual a 10 Millones	Importante	Pérdida de clientes de mercado sensible o recurrente	Nacional y con rechazo de un grupo de interés	4	L	M	M	H	H
Incapacidad Temporal (Mayor o Igual a 1 Día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad	Mayor a 100,000 y Menor o Igual a 1 Millón	Localizada	Desabastecimiento y/o Pérdida de Clientes	Nacional y sin rechazo de un grupo de interés	3	N	L	M	M	H
Lesión Menor (sin Incapacidad) en trabajadores ó Primeros auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad	Mayor a 10,000 y Menor o Igual a 100,000	Menor	Quejas y/o Reclamos	Nacional y baja importancia	2	N	N	L	M	M
Lesión Leve de trabajadores (Primeros Auxilios)	Menor a 10,000	Leve	Incumplimiento de Especificaciones solucionado	Local y baja importancia	1	N	N	N	L	L
Sin Lesión	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	0	N	N	N	N	N

*Donde no exista un Departamento, se toma la Gerencia

5.2.4 Evaluación del riesgo

Para evaluar el riesgo de un caso en particular se debe seguir la siguiente secuencia:

- Defina la actividad que requiere evaluar o clasificar.
- Determine el riesgo para cada una de las categorías de: Personas, Económicas, Ambiente, Cliente y Reputación de la Empresa, iniciando por personas.
- Estime las consecuencias reales o potenciales, dependiendo del caso que se analiza para la categoría seleccionada.
- Busque el punto dentro de la matriz correspondiente que cruza con la probabilidad de que haya ocurrido o podría ocurrir ese evento con esa consecuencia.
- Cruce la consecuencia con la probabilidad y esa será la valoración del riesgo para esa categoría.

- Para su interpretación las letras corresponden a: N: Nulo, L: Bajo, M: Medio, H: Alto, VH: Muy Alto.
- Repita el proceso para la siguiente categoría hasta que cubra todas las posibles pérdidas: Personas, Económicas, Ambiente, Cliente y Reputación de la Empresa.

5.2.5 Metodología para evaluación cualitativa, cuantitativa y semicuantitativa

5.2.5.1 Análisis y valoración del riesgo operacional. Con el análisis de riesgos de procesos, se busca entender el tipo, severidad, el impacto adverso en personas, estructuras y equipos tanto dentro como fuera de la instalación industrial. Los resultados del análisis de consecuencias permitirán a la Vicepresidencia elaborar de forma adecuada los planes de emergencia de sus diferentes operaciones industriales, para dar una respuesta oportuna y eficaz en caso de presentarse una emergencia derivada de la materialización de un riesgo. Igualmente, los resultados del análisis son un insumo en el caso de proyectos nuevos y de instalaciones existentes para valorar la ubicación de instalaciones y equipos, para la comparación de varias alternativas de diseño y realizar otras acciones de control en el diseño. (Fuente: Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD), Ecopetrol S.A.)

Para eso es necesario comprender la naturaleza de los riesgos y sus características, siguiendo lineamientos que permitan valorar y analizar los riesgos de procesos, usando metodologías de análisis de Consecuencias y análisis Cuantitativo del Riesgo, teniendo en cuenta (Fuente: Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD), Ecopetrol S.A.):

- La incertidumbre de los eventos
- La probabilidad de que estos ocurran
- Las potenciales consecuencias si estos se materializan
- La interrelación entre los eventos (escenarios de riesgo)
- Las medidas existentes o necesarias (p.ej. controles, barreras)
- La eficiencia las medidas dispuestas para evitar, prevenir, controlar o mitigar los

eventos indeseados

- Los niveles de sensibilidad y confianza que soportan efectivamente los procesos de toma de decisiones desde lo táctico y lo operativo.

Con base en lo anterior, se propone implementar los siguientes métodos para el análisis de riesgos basados en normas técnicas internacionales (Ver tabla 3. Técnicas de análisis de riesgos propuestas):

Tabla 3.

Técnicas de análisis de riesgos propuestas

Método	Descripción	Aplicación	Tipo de evaluación
Check list o lista de chequeo	Se trata de una lista con detalles de los aspectos relacionados con la seguridad que se espera de un sistema (equipo, proceso, procedimiento, etc.). Por lo general, escrita desde la experiencia y usada para evaluar la aceptabilidad o el estado de la instalación u	<ul style="list-style-type: none"> • Constituye una buena base de partida para complementarlo con otros métodos de identificación de peligros que tienen un alcance superior al cubierto por los reglamentos e instrucciones técnicas. • Es un método que examina el activo solamente desde el 	Cualitativo

Método	Descripción	Aplicación	Tipo de evaluación
	operación en comparación con las normas establecidas. Esta técnica parte de un conocimiento previo de los posibles peligros en un sistema y permite verificar si se han tenido en cuenta en el diseño.	punto de vista de cumplimiento de un reglamento o procedimiento determinado.	
<p><i>Hazard Identification Analysis (HAZID)</i></p>	<p>Es una técnica de lluvia de ideas estructurada que es particularmente útil en las primeras fases del proceso EDP, ya sea como un ejercicio independiente o como parte de una revisión más general. Es un método de identificación y evaluación de peligros. El éxito de la técnica dependerá del líder del ejercicio, la correcta constitución del equipo y la oportunidad de pensar más allá de la lista de chequeo. El grupo de trabajo debe estar integrado por representantes de las diferentes áreas: Operaciones, Mantenimiento, Ingeniería, Procesos, Seguridad y Medio Ambiente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El método está basado en la experiencia del analista, en procesos similares y también en su creatividad. Si bien la lista estructurada trata de hacer que el estudio adquiera cierta sistematización, la identificación de peligros propiamente dicha surge de una lluvia de ideas. • Permite identificar peligros sobre la salud, seguridad, medio ambiente y la propiedad. • Permite establecer recomendaciones y acciones para llevar a cabo en las siguientes fases del proyecto. • Permite obtener datos de partida para la realización de estudios de impacto ambiental y otros medios de análisis de riesgos. • Permite identificar incertidumbres, preocupaciones y necesidades de formación. • Permite formar una base de un registro de peligros en una instalación existente. 	<p>Cualitativo. No hay posibilidad de un resultado cuantitativo.</p>

Método	Descripción	Aplicación	Tipo de evaluación
<p><i>What if?</i> O ¿Qué pasa si?</p>	<p>Es una lluvia de idea que se basa en el planteamiento de posibles desviaciones en un proceso, ya sea a nivel de diseño, construcción, modificaciones u operación. Es un método de identificación y evaluación de peligros. Como su nombre sugiere, consiste en cuestionarse el resultado de la presencia de sucesos indeseados que pueden provocar consecuencias adversas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Es un método menos estructurado que el HAZOP y FMEA, por lo que su aplicación es más sencilla; sin embargo, su exhaustividad depende más del conocimiento y experiencia del personal que lo aplica. • Válido para instalaciones sencillas, procedimientos y operaciones manuales. • Puede ser una alternativa válida al HAZOP en determinados casos (plantas con bajo riesgo como, por ejemplo, compresores de aire y plantas de agua). 	<p>Cualitativo</p>
<p><i>Hazard and Operability Analysis</i> (HAZOP)</p>	<p>Es una técnica de lluvia de ideas estructurada y es considerado uno de los métodos de identificación y evaluación de peligros más aceptados para revisar el diseño de instalaciones de proceso. Se lleva a cabo en diferentes grados de detalle a lo largo de un proyecto después de que se han completado las comprobaciones de diseño. HAZOP no es una herramienta de diseño, sino un ejercicio complementario de verificación de equipos que también incluye sus aspectos operativos. La técnica HAZOP ha sido</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Aunque los estudios HAZOP han demostrado ser extremadamente útiles en los procesos industriales, esta técnica tiene algunas limitaciones que se deben tener en cuenta. • El análisis de los problemas es cualitativo, de forma que en el HAZOP se identifican peligros y/o dificultades los cuales pueden requerir un análisis posterior. • No es adecuado para un estudio detallado del emplazamiento de la instalación. • En los estudios HAZOP se consideran los peligros que proceden de uno o, como 	<p>Cualitativo. No hay posibilidad de un resultado cuantitativo.</p>

Método	Descripción	Aplicación	Tipo de evaluación
	<p>adaptada con éxito por otros a áreas como mantenimiento, perforación, etc.</p>	<p>máximo, dos fallos creíbles de los sistemas asociados al proceso. Por ello no es usual tener en cuenta todas las consecuencias catastróficas de frecuencia improbable o causada por eventos múltiples. Este tipo de análisis se debe realizar aparte del HAZOP.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La efectividad del estudio HAZOP en la identificación y evaluación de peligros se basa en: o La información disponible. O Los conocimientos y la experiencia del equipo. O La competencia del Líder del HAZOP. 	
<p><i>Fault Mode – Effects Analysis</i> (FMEA)</p>	<p>Este método consiste en la tabulación de los equipos y sistemas de una instalación, estableciendo las diferentes posibilidades de fallo y las diversas influencias (efectos) de cada uno de ellos en el conjunto del sistema o de la instalación. El FMEA establece, finalmente, qué fallos individuales pueden afectar directamente o contribuir de una forma destacada al desarrollo de incidentes de una cierta importancia en la instalación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Permite realizar una revisión sistemática y detallada de cada componente del equipo mecánico y eléctrico. • Puede equivaler al estudio HAZOP de los P&Ids, con la ventaja de requerir un equipo más reducido que este. • Rapidez del método frente a otros más complejos como pueden ser el HAZOP. • En todo caso, supone un análisis metódico y ordenado de todos los fallos que pueden presentarse en un equipo, sistema, proceso o instalación y que puede suponer una aproximación 	<p>Cualitativo y permite obtener un resultado cuantitativo.</p>

Método	Descripción	Aplicación	Tipo de evaluación
		<p>relativamente de poco coste a las situaciones accidentales que estos fallos puedan provocar.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sólo identifica los modos de fallo individual (cada fallo se considera que ocurre de manera independiente, sin relación con los otros fallos del sistema, excepto por los efectos que producen). • Sólo se describen las consecuencias relacionadas con los fallos del equipo y no los daños que se pueden originar si el sistema no se opera correctamente. • No considera los errores humanos en la operación y las consecuencias sobre el medio ambiente. 	
<p>Análisis cuantitativo de riesgo o QRA – (<i>Quantitative Risk Analysis</i>)</p>	<p>Técnica netamente cuantitativa, donde se estiman valores de probabilidad basados en el historial de la organización, de la industria o de la literatura y consecuencias basándose en modelamientos físicos usando modelos computacionales, para estimar un valor cuantitativo de riesgo.</p>	<p>Normalmente se utiliza para escenarios que, analizados con técnicas más sencillas, han demostrado un nivel de riesgo alto y necesidades de tratamiento de riesgo prioritarias.</p>	<p>Cuantitativo</p>
<p><i>Bow tie</i> o corbatín⁺</p>	<p>Es una técnica de lluvia de ideas estructurada. Es un método simple y esquemático que permite analizar los peligros describiendo y</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Es una metodología simple de entender y “muy visual”, adecuada para la comunicación de los riesgos 	<p>Cualitativo o Cuantitativo, según la información disponible</p>

Método	Descripción	Aplicación	Tipo de evaluación
	<p>analizando la evolución de un evento accidental desde sus posibles causas hasta sus consecuencias, considerando las barreras o capas de protección existentes (tanto las de prevención del evento, como las de mitigación de las consecuencias) y/o de implementación necesaria/recomendable. El <i>Bow tie</i> puede considerarse como una combinación entre un árbol de fallos y un árbol de eventos. Sin embargo, es una versión “simplificada” de estas metodologías ya que solo considera las causas inmediatas que llevan al evento límite (<i>Top Event</i>) y no analiza cuales son las causas básicas (como se analiza en el FTA), y las consecuencias se consideran independientes, no vinculadas mediante el ETA.</p>	<p>a personas expertas y no expertas.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dado que se realiza en sesiones multidisciplinarias, facilita la canalización de la experiencia personal de los trabajadores, el conocimiento de aspectos específicos de las instalaciones, de los casi accidentes, etc., en una mejor comprensión de los riesgos y de las posibles mejoras (implementación de barreras adicionales, tanto de prevención como de mitigación). • Los trabajadores pueden entender fácilmente los principales riesgos y pueden reconocerse a sí mismos en sus tareas diarias como los “dueños” o “responsables” de las barreras. • No solo permite identificar las barreras existentes, sino también los mecanismos de falla de dichas barreras (factores de degradación) y, a su vez, cómo éstos son administrados (controles de degradación). • Se pueden mostrar en <i>Bow tie</i> los responsables de cada barrera, así como sus actividades de soporte (tales como mantenimiento, capacitación o inspecciones). 	<p>para el análisis.</p>

Método	Descripción	Aplicación	Tipo de evaluación
		<ul style="list-style-type: none"> • Permite realizar una evaluación de los riesgos (indicados en cada consecuencia), así como una valoración del escenario global (indicado en el evento límite). • No se pueden representar la ocurrencia de múltiples causas simultáneamente para causar la consecuencia (como, por ejemplo, se representa con las puertas “Y” en los árboles). • Se pueden simplificar demasiado situaciones complejas, en particular cuando se realiza la cuantificación. 	
Análisis de costo y beneficio	Es una técnica que evalúa los costos totales esperados de un escenario y compara los beneficios totales esperados, para elegir opción de reducción del riesgo más rentable.	Se usa para soportar decisiones asociadas al tratamiento del riesgo y sus cursos de acción.	Puede ser cualitativo o cuantitativo o una combinación de ambos.
LOPA (<i>Layer of Protection Analysis</i>)	Un análisis de capas de protección o LOPA es una forma simplificada de análisis de riesgo. En este análisis se cuantifican la frecuencia de ocurrencia, la severidad de las consecuencias y la probabilidad de falla de las capas de protección independientes por órdenes de magnitud.	Puede ayudar a determinar: ¿qué tan seguro es un sistema?, ¿es suficientemente seguro de acuerdo con los criterios definidos por la compañía?, la cantidad de capas de protección necesarias para cumplir con el criterio de riesgo definido y la reducción de riesgo necesaria en cada capa de protección.	Semi-cuantitativo y según la información disponible, se puede llegar a un resultado cuantitativo.

Nota: Adaptado de: CCPS, 2008; ICONTEC, 2013

5.2.5.2 Análisis de consecuencia. (Ecopetrol S.A., s.f.). Los estudios de efectos físicos o consecuencias hacen parte de los análisis básicos de procesos y por ello todo activo industrial donde exista presencia de sustancias peligrosas debe contar con este tipo de análisis, con el ánimo de establecer:

- El cálculo de la intensidad de los efectos físicos de los sucesos finales (p.ej. efectos tóxicos, por radiación, sobrepresión, impulso o proyectiles).
- La estimación de la potencial afectación de los elementos expuestos, haciendo uso de modelos dosis/respuesta (p.ej. rotura de tímpano por sobrepresión, colapso de estructuras).
- Los equipos críticos por seguridad de procesos.
- Los modelos de efectos físicos permiten calcular la intensidad de los sucesos finales como consecuencia de la liberación accidental de sustancias peligrosas o su energía (no planeada o no controlada).

Por otra parte, la estimación de las afectaciones estará condicionada a la intensidad de los efectos físicos calculados y la presencia de elementos vulnerables (expuestos).

Para estos análisis se usan simuladores de efectos físicos y consecuencias para estimar la intensidad de los sucesos finales. Estas herramientas computacionales sólo se deben usar cuando estén validadas y su capacidad predictiva es aceptada por la organización (p.ej. PHAST).

De igual manera, este modelo reconoce que los softwares de modelación proporcionan una buena aproximación para la estimación de efectos, pero pueden involucrar un nivel considerable de incertidumbre. Por lo anterior, los analistas deben reconocer y comunicar a los dueños del riesgo el nivel de incertidumbre asociado con los resultados obtenidos (p.ej. gerentes de activo o su representante). Los resultados de efectos físicos suelen proporcionar información a otros estudios

técnicos, como lo son: *Fire and Explosion Analysis (FEA)*, *Emergency System Survivability Analysis (ESSA)*, *Layout Studies*, entre otros.

Los resultados de los análisis de consecuencias ofrecen información para soportar la toma de decisiones durante el ciclo de vida del activo industrial (Ver Tabla 4.).

Tabla 4.

Relación de los análisis de consecuencias con los procesos de toma de decisiones

Instancias para el análisis de consecuencias	Elementos potencialmente expuestos	Soporte en el proceso de toma de decisión
Identificación de peligros. Selección del mecanismo de falla de la primera contención. Estimación de la sustancia emitida (modelo fuente). Cálculo de la dispersión (monofásica o multifásica). Cálculo de efectos físicos: <ul style="list-style-type: none"> • Tóxico. • Radiación. • Sobrepresión e impulso. • Proyectiles. • Modelos de afectación (dosis/respuesta). • Cálculo de la consecuencia. 	Asociados con la operación: <ul style="list-style-type: none"> • Personas. • Pozos. • Equipos. • Líneas (proceso y transporte). • Actividades. • Servicios industriales. • Edificaciones ocupadas. • Equipos, edificaciones y rutas de evacuación para la respuesta ante emergencias. No asociados con la operación: <ul style="list-style-type: none"> • Áreas de interés poblacional. • Áreas de interés ambiental. • Áreas de interés socioeconómico. • Áreas de interés cultural. • Infraestructura sensible (p.ej. salud, educación, justicia, comunicaciones, seguridad nacional). • Servicios públicos vitales. 	Asociados con la operación: <ul style="list-style-type: none"> • Áreas de afectación como producto de los sucesos finales. • Estudios de distribución de equipos y facilidades. • Planes de emergencia y contingencia (PEC interno). • Diseño de filosofías y sistemas <i>fire & gas</i>. • Entre otros. No asociados con la operación: <ul style="list-style-type: none"> • Áreas de afectación como producto de los sucesos finales. • Planes de emergencia y contingencia (PEC externo). • Ordenamiento territorial. • Entre otros.

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) HSE-G-022 V.2. Guía para el Análisis de Consecuencias y Riesgo Cuantitativo,

5.2.5.3 Análisis cuantitativo del riesgo (QRA) (Ecopetrol S.A., s.f.). Los análisis cuantitativos del riesgo hacen parte de los análisis complementarios. La Resolución 1402 de 2018 establece en su numeral 8.1.3: “El análisis y valoración de los riesgos debe realizarse para cada una de las fases del proyecto; debe ser cuantitativo para actividades que involucren el uso y manejo de sustancias peligrosas, explosivas, químicas e hidrocarburos y sus derivados; y semicuantitativo para las demás actividades. En todos los casos se deben presentar los métodos utilizados y los resultados de los cálculos realizados para la valoración de los riesgos (8.1.3 Plan de gestión del riesgo)”.

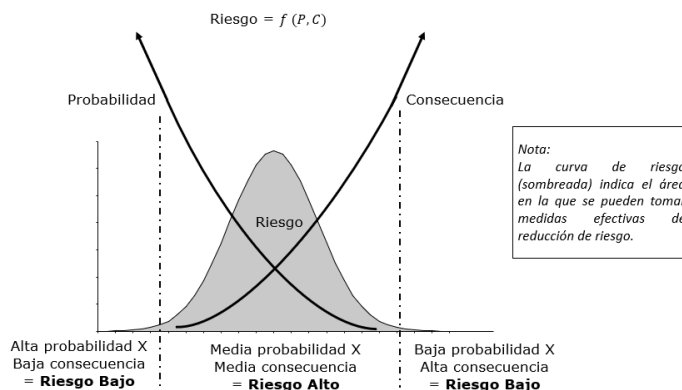
Un QRA proporciona un enfoque estructurado para el cálculo del riesgo y lo expresa numéricamente. La función principal de un QRA es identificar las áreas de alto riesgo y asistir los procesos de toma de decisiones durante el ciclo de vida del activo industrial, con el fin de establecer una gestión eficaz y eficiente del mismo. Este análisis ayuda a determinar "qué tan seguro es lo suficientemente seguro", con base en ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*).

En un QRA se incluye:

- La determinación de las probabilidades de los sucesos finales (p.ej. dispersiones, incendios y explosiones).
- El cálculo de la intensidad de los efectos físicos como consecuencia de los sucesos finales (p.ej. efectos tóxicos, por radiación, sobrepresión, impulso y proyectiles).
- La estimación de la potencial afectación de los elementos expuestos, haciendo uso de modelos dosis/respuesta (p.ej. rotura de tímpano por sobrepresión, colapso de estructuras, rotura de ventanas, colapso pulmonar).

Figura 12.

Determinación del riesgo.



Nota. Tomado de: HSE-G-022 V.2. Guía para el Análisis de Consecuencias y Riesgo Cuantitativo, Ecopetrol S.A.)

Los análisis QRA se deben utilizar para un muy reducido número de escenarios, los cuales generalmente corresponden con escenarios de alta consecuencia y algunos complementarios, lo que permite valorar el riesgo en unidades específicas (riesgo individual y/o riesgo social). A continuación, se presenta la Tabla 5 que describe la relación de los análisis cuantitativos del riesgo con los procesos de toma de decisiones

Tabla 5.

Relación de los análisis cuantitativos del riesgo con los procesos de toma de decisiones

Instancias para el análisis cuantitativo del riesgo	Elementos potencialmente expuestos	Soporte en el proceso de toma de decisión (riesgo individual y social)
Cálculo de los efectos físicos: Identificación de peligros y riesgos. Selección del mecanismo de falla de la primera	Asociados con la operación: <ul style="list-style-type: none"> • Personas. • Pozos. • Equipos. 	Asociados con la operación: <ul style="list-style-type: none"> • Exposición en el lugar de trabajo (personas involucradas con la operación/riesgo agregado).

Instancias para el análisis cuantitativo del riesgo	Elementos potencialmente expuestos	Soporte en el proceso de toma de decisión (riesgo individual y social)
contención (incluye su frecuencia de falla). Estimación de la sustancia emitida (modelo fuente). Cálculo de la dispersión. (monofásico o multifásico). Cálculo de efectos físicos: • Tóxico • Radiación. • Sobrepresión e impulso. • Proyectiles. Determinación de la probabilidad de la consecuencia: Determinación de la frecuencia del suceso final. Determinación de la frecuencia de la consecuencia del elemento vulnerable (p.ej. fatalidad – modelos de dosis respuesta).	• Líneas (proceso y transporte). • Actividades. • Servicios industriales. • Edificaciones ocupadas. • Equipos y edificaciones para la respuesta ante emergencias. No asociados con la operación: • Áreas de interés poblacional. • Áreas de interés ambiental. • Áreas de interés socioeconómico. • Áreas de interés cultural. • Infraestructura sensible (p.ej. salud, educación, justicia). • Servicios públicos vitales.	• Exposición de los activos. No asociados con la operación: • Exposición en el entorno de la empresa o el área industrial. • Exposición del público en general (riesgo público). • Ordenamiento territorial.

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) HSE-G-022 V.2. Guía para el Análisis de Consecuencias y Riesgo Cuantitativo.

El análisis de riesgo cuantitativo permite ponderar con un menor nivel de incertidumbre, sus escenarios de riesgo tecnológico con los criterios de riesgo máximo y/o mínimo dentro y fuera de las instalaciones (*on-site u off-site*); apalancando su toma de decisiones y orientando medidas de prevención y mitigación (p.ej. capas de protección).

5.3 Construcción de esquema de administración de riesgos (conocimiento, reducción y manejo)

Este trabajo busca establecer un modelo que pueda ser implementado de manera constante por parte de la alta dirección para incluir todas sus operaciones y los factores que confluyen en ella, para que la toma de decisiones se haga en función a la dinámica de implementación del mismo.

Esta estructura busca alinearse al modelo presentado a través del decreto 2157 de 2017, como marco de referencia, a su vez alineando las decisiones de la Vicepresidencia al cumplimiento legal, esto procura minimizar los esfuerzos tendientes a mejorar el ciclo de administración de riesgos, pero a su vez cumplir la ley. A continuación, se presenta la estructura de este proceso de gestión que se enmarca en 4 fases:

Fase 1. Conocimiento del riesgo

Fase 2. Reducción del riesgo

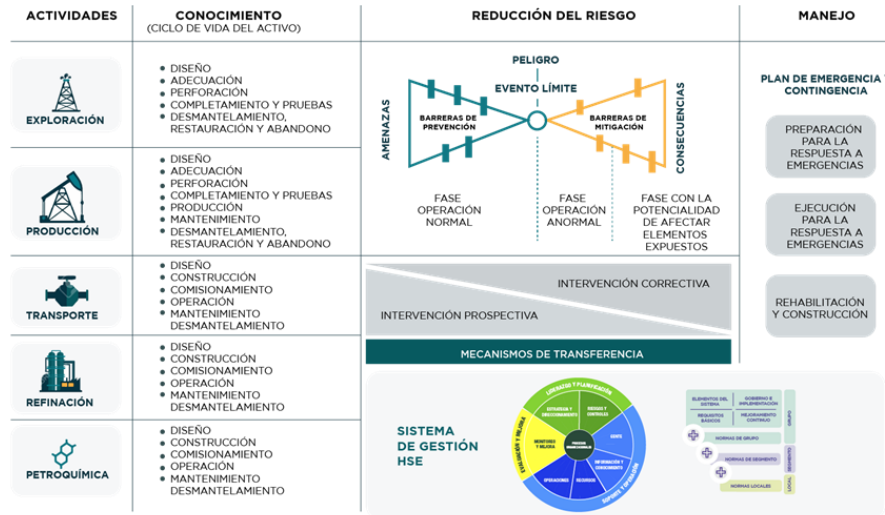
Fase 3. Manejo del Riesgo

Fase 4. Articulación institucional con grupos internos y externos

Fase 5. Seguimiento y monitoreo del modelo

Figura 13.

Diagrama de ciclo de gestión de riesgos, Ecopetrol S.A.



Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD)

5.3.1 Fase 1. Conocimiento del riesgo

Este componente establece su finalidad en proveer la base temática para desarrollar e implementar los procesos de reducción del riesgo y de manejo del riesgo; en ese sentido, sienta las bases para el desarrollo armónico y coherente del modelo de gestión de riesgos, para este proceso el modelo contempla tres actividades fundamentales:

- a. Establecimiento del contexto
- b. Evaluación del riesgo
- c. Monitoreo del riesgo

5.3.1.1 Establecimiento del contexto. El contexto interno y externo está definido por el ambiente exterior en el que realizan las actividades, el cual incluye lo presentado en la Tabla 6.

Lineamientos para la definición del contexto interno y externo:

Tabla 6.

Lineamientos para la definición del contexto interno y externo

Contexto	Tipo de riesgo	Criterio	Descripción
Externo e interno	Riesgos operacionales	Elementos potencialmente expuestos.	<p>Los elementos potencialmente expuestos ante la ocurrencia de escenario de riesgo de desastre son aquellos que se localizan dentro de un perímetro de efecto. Con el ánimo de facilitar los análisis posteriores, se define la siguiente tipología:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Asentamientos humanos. • Áreas ambientalmente sensibles declaradas en los instrumentos de manejo y control ambiental de las operaciones. • Infraestructura de interés público. • Infraestructura productiva. • Bienes de interés cultural. • Cultivos (ciclo corto, mediano/tardío y forestal). • Lugares para el almacenamiento y la captación de recurso hídrico para el consumo, riego y recreación • Otras instalaciones o actividades que pueden ser fuentes de amenazas para las instalaciones y actividades industriales de Ecopetrol S.A.. <p>La identificación de los elementos potencialmente expuestos se realiza mediante información secundaria (p.ej. fuentes oficiales) y primaria (p.ej. visitas de campo), siguiendo los lineamientos de las autoridades competentes.</p>

Contexto	Tipo de riesgo	Criterio	Descripción
		Condiciones biofísicas y de localización.	<p>La información correspondiente a las condiciones biofísicas y de localización incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aspectos físicos tales como geología, geomorfología, hidrología, hidrogeología, paisaje, suelos y usos de la tierra, usos y calidad de agua, geotecnia y atmósfera. • Aspectos biofísicos tales como ecosistemas terrestres (flora y fauna) y acuáticos continentales y marino-costeros. • Aspectos socioeconómicos tales como dimensiones demográficas, espaciales, económicos y culturales.
		Otras instalaciones o actividades que pueden ser fuentes de amenazas para las instalaciones y actividades industriales.	Los predios adyacentes que pueden significar amenazas de origen tecnológico se identifican mediante información secundaria (p.ej. fuentes oficiales) y primaria (p.ej. visitas de campo).
Riesgos empresariales		Mercado internacional	<p>Revisión de las proyecciones de volatilidad en fuentes oficiales: <i>U.S. Energy Information Administration (EIA)</i> <i>OPEC Monthly Oil Market Report</i> <i>Banco Mundial (Commodity Markets Outlook)</i></p> <p>Variables claves analizadas: Precio promedio mensual o anual (USD/BARRIL), Producción regional, tasa de cambio</p>
		Contexto político y regulatorio	<p>La información asociada al contexto político y regulatorio debe incluir el monitoreo de las variables: Cambios normativos relevantes, políticas energéticas nacionales, modificaciones en regalías o impuestos, requisitos de licenciamiento y consulta previa, indicadores de estabilidad política y protestas sociales</p> <p>Fuentes recomendadas: Ministerio de minas</p>

Contexto	Tipo de riesgo	Criterio	Descripción
			Agencia Nacional de Hidrocarburos Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible DIAN <i>International Energy agency (IEA)</i> <i>Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC)</i> <i>World Bank - Energy & Extractives Global Practice</i> <i>International Renewable Energy Agency</i>

Los riesgos empresariales deberán alinear el sistema de riesgos con la estrategia y los objetivos corporativos. Analizando el contexto interno (estructura, recursos, procesos, cultura, gobierno) y contexto externo (entorno político, económico, regulatorio, tecnológico, ambiental y social), revisar los objetivos estratégicos y operativos de la empresa e identificar las expectativas de las partes interesadas (*stakeholders*). En la Tabla 7 se presentan las fuentes de información de amenazas con origen natural y socio natural:

Tabla 7.

Fuentes de información de amenazas con origen natural y socio natural

Amenaza	Entidad	Información disponible de la entidad	Fuente
Sísmica	Servicio Geológico Colombiano - SGC	El SGC realiza el monitoreo y análisis de la actividad sísmica y movimientos fuertes en el país, así como la evaluación de la amenaza sísmica.	http://www2.sgc.gov.co/
Inundaciones	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM	El IDEAM cuenta con un Sistema de Pronósticos hidrológicos y alertas tempranas para el fenómeno de inundación.	http://www.ideam.gov.co/

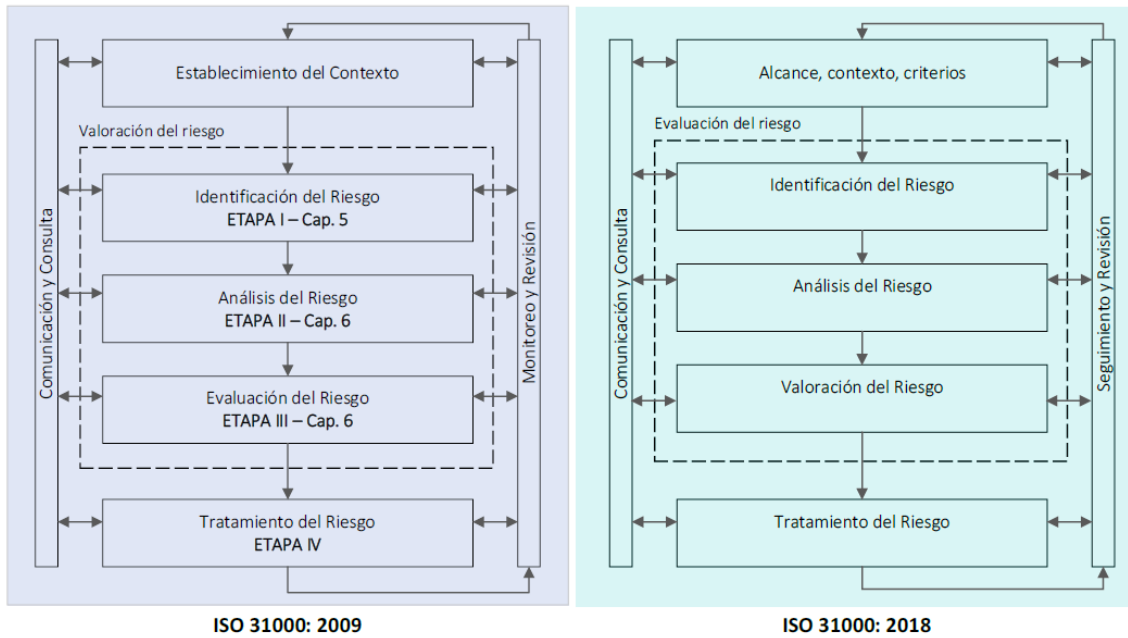
Amenaza	Entidad	Información disponible de la entidad	Fuente
Erosión y procesos de remoción en masa	Servicio Geológico Colombiano - SGC	Visor con identificación de zonas con amenaza de movimientos de tierra por caídas, deslizamientos, reptaciones y otros tipos de movimiento asociados	http://simma.sgc.gov.co/
Condiciones meteomarinas	Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas - CIOH	Permite conocer las condiciones de mareas, viento y oleaje para los principales puertos del país. Se cuenta con información de pronóstico de hasta cinco (5) días a futuro	https://www.cioh.org.co/
Condiciones meteomarinas y tsunamis	Dirección General Marítima - DIMAR	Reportes del comportamiento marino, e información de pronósticos diarios para el pacífico y el caribe colombiano. Igualmente cuenta con un visor	https://www.dimar.mil.co/
Incendios de cobertura vegetal	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM	El IDEAM cuenta con un Sistema de Pronósticos hidrológicos y alertas tempranas para el fenómeno de inundación.	http://www.ideam.gov.co/

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD),

5.3.1.2 Evaluación del riesgo. Para efectos del presente modelo el proceso de valoración de riesgos se propone a través de la norma ISO 31000 de 2018, con el ánimo de ser consistentes con la terminología utilizada, estos conceptos se manejan según la norma ISO 31000 de 2009 y 2018 tal como se muestra en la Figura 13.

Figura 14.

Comparación de terminología de los procesos para la gestión del riesgo según norma ISO 31000: 2009 e ISO 31000:2018

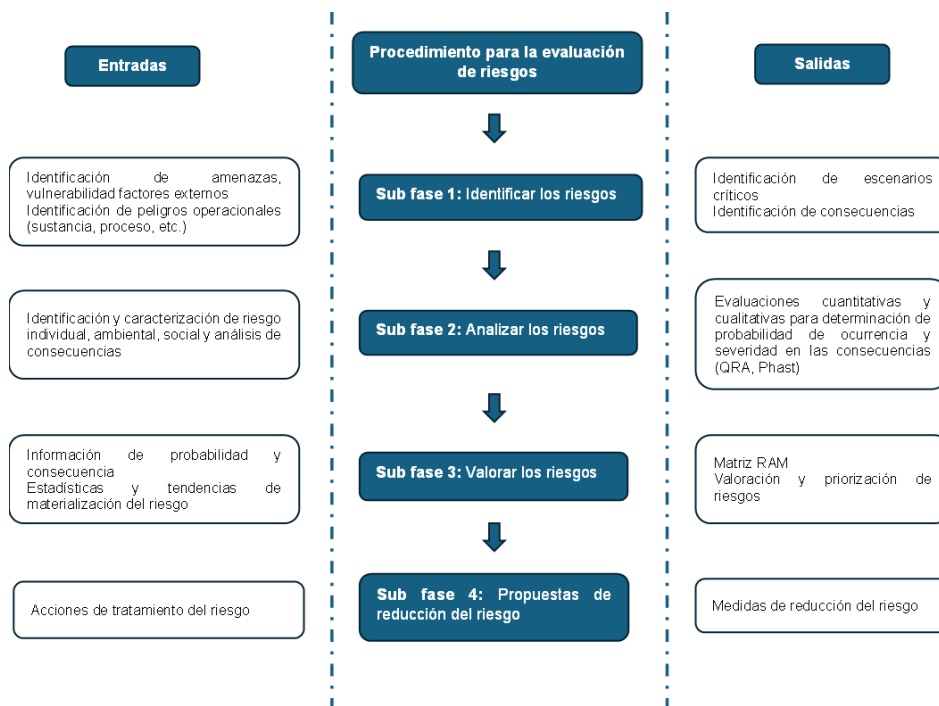


Nota. Tomado de: Normas ISO 31000:2018, ISO 31000:2009

5.3.1.2.1 Etapas del proceso de evaluación del riesgo. El procedimiento general para la valoración y evaluación del riesgo que se propone en este modelo se divide en cuatro subfases, tal como se muestra en la Figura 14. Propuesta procedimiento para evaluación del riesgo:

Figura 15.

Propuesta procedimiento para evaluación del riesgo



Nota. Adaptado de Guía para la identificación, análisis y evaluación de riesgo de desastre en el sector minero energético V1 2023, Ministerio de Minas y Energía.

a) Subfase 1: Identificar los riesgos

En la subfase de identificación, se encuentra, reconoce e identifica los riesgos que colaboran e impiden el cumplimiento de sus objetivos, con base en los resultados del proceso de conocimiento. Para ello, se definen un conjunto de metodologías y métodos que permiten el análisis de peligros y riesgos, tales como se indica en la Tabla 3. Técnicas de análisis de riesgos propuestas, los cuales toman en cuenta (Fuente. Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD), Ecopetrol S.A.):

- El tipo de peligro presente en la instalación o el proyecto.

- Las causas de los eventos.
- Las amenazas y las oportunidades.
- Las vulnerabilidades y capacidades.
- La dinámica de los contextos (interno y externo).
- Las métricas e indicadores que permiten el monitoreo de los factores de riesgo.
- El estado de los activos a lo largo de su ciclo de vida.
- La valoración de consecuencias a través de la estimación de impactos en los elementos

potencialmente expuestos.

- Las limitaciones de las metodologías y métodos utilizados para la identificación.
- Los sesgos y supuestos que emergen de criterio experto.

b) Subfase 2: Analizar los riesgos.

Mediante la realización de los análisis, la organización comprende la naturaleza de los riesgos y sus características, tomando en cuenta (Fuente. Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD), Ecopetrol S.A.):

- La incertidumbre de los eventos.
- La probabilidad de que estos ocurran.
- Las potenciales consecuencias si estos se materializan.
- La interrelación entre los eventos (escenarios de riesgo).
- Las medidas existentes o necesarias (p.ej. controles, barreras).
- La eficiencia las medidas dispuestas para evitar, prevenir, controlar o mitigar los

eventos indeseados.

- Los niveles de sensibilidad y confianza que soportan efectivamente los procesos de toma de decisiones desde lo táctico y lo operativo.

Con base en lo anterior, este modelo establece estas alternativas para el análisis de los riesgos, descritas en la tabla 3. Técnicas de análisis de riesgos propuestas

En el contexto del riesgo operacional, se agrupa las técnicas con base en ISO 31010 de 2019:

- Técnicas para identificar riesgos.
- Técnicas para evaluar la efectividad de las medidas de prevención y mitigación.
- Técnicas para estimar las consecuencias y su probabilidad.
- Técnicas para analizar interacciones y dependencias.
- Técnicas para evaluar la importancia del riesgo.
- Técnicas para seleccionar entre opciones o alternativas.
- Técnicas para registro y presentación de informes.
- La cantidad y el tipo de técnica debe tomar en cuenta la importancia de la decisión, las

limitaciones de tiempo y recursos, y el costo de oportunidad.

A la hora de seleccionar la técnica se considera:

- El propósito de la evaluación.
- Las necesidades de las partes interesadas.
- Los requisitos legales, reglamentarios y contractuales.
- El entorno operativo y los escenarios.
- La importancia de la decisión (p.ej. las consecuencias si se toma una decisión equivocada).
- Los criterios de decisión definidos y su forma.
- El tiempo disponible antes de que se deba tomar una decisión.
- La información que está disponible o puede obtenerse.

- La complejidad de la situación.
- La experiencia disponible o que se puede obtener.

Las técnicas estructuradas ofrecen análisis más sistemáticos, exhaustivos, repetibles y auditables que las técnicas no estructuradas. Dado lo anterior, se privilegia la aplicación de técnicas estructuradas con el ánimo de generar información documentada de análisis de riesgos para que la Vicepresidencia demuestre su diligencia (Fuente. Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD), Ecopetrol S.A.).

Las técnicas anteriormente mencionadas deben complementarse con análisis más complejos, los cuales permiten la reducción de incertidumbre en la estimación de consecuencias para soportar la preparación y atención de emergencia (Análisis de Consecuencias y Análisis Cuantitativo del Riesgo).

Por otra parte, para definir medidas de reducción se pueden implementar metodologías complementarias, tales como:

- Inspección basada en riesgos (RBI): Metodología basada en el análisis de riesgo, la cual determina la estrategia de inspección, monitoreo y mitigación del riesgo para los activos físicos en su programa de mantenimiento.

- Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM, normas SAE JA1011-JA1012): Proceso que soporta la decisión para determinar, en función de costo y efectividad, los requerimientos de mantenimiento óptimo de un activo físico en su contexto operativo con base en los análisis de modo de fallas.

c) Subfase 3: Valorar los riesgos.

Mediante la valoración del riesgo, la organización, soporta su proceso de toma de decisiones. En esta subfase, se compara el riesgo obtenido del análisis con los criterios establecidos

para determinar su aceptabilidad, tolerabilidad o intolerabilidad. Como resultado de esta etapa, se pueden desprender las siguientes acciones (Fuente. Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD), Ecopetrol S.A.):

- Continuar con las acciones ya establecidas. (Monitoreo)
- Considerar acciones adicionales para el tratamiento del riesgo (Ejemplo: Barrera

adicional), bajo el enfoque:

Eliminación.

Prevención.

Control.

Mitigación.

- Realizar análisis adicionales que permitan soportar el proceso de toma de decisión (p.ej. para reducción de incertidumbre).
- Reconsiderar los objetivos establecidos, con base en el análisis de alternativas.

La valoración se efectúa a través de la matriz RAM, a partir de esta valoración se identificarán los escenarios de riesgos prioritarios, que representan las mayores consecuencias o impactos. Los tipos de consecuencias más comunes utilizados para la evaluación del riesgo incluyen:

- a) Pérdidas directas e indirectas (medidas en alguna unidad monetaria)
- b) Costos asociados a la interrupción de negocio
- c) Pérdida de vidas o afectación a la salud
- d) Impacto sobre el medio ambiente – múltiples dimensiones
- e) Impacto reputacional de la empresa
- f) Otras

d) Subfase 4: Propuestas para reducción del riesgo (tratamiento del riesgo).

En esta subfase, se formula y selecciona las opciones para el tratamiento del riesgo, planifica e implementa las medidas seleccionadas, evalúa la eficiencia de estas, define si el riesgo residual es aceptable o tolerable, y de no ser tolerable, evalúa opciones adicionales de tratamiento.

Generalmente, la selección de las opciones para el tratamiento del riesgo se realiza mediante un balance beneficios/costos. Para los escenarios priorizados y de alta consecuencia, la selección de las opciones no se limita a consideraciones económicas, dada su impacto potencial y baja probabilidad.

Por ello deben complementarse los análisis técnicos con análisis de contexto y valores, para este tipo de escenarios, y evalúa las siguientes alternativas de tratamiento (Fuente. Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD), Ecopetrol S.A.):

- No desarrollar la actividad (evitar).
- Realizar la actividad tal cual está definida (aceptar o tolerar).
- Eliminar la fuente de peligro (eliminar o sustituir).
- Modificar la probabilidad de los escenarios de riesgo (prevención).
- Modificar las consecuencias potenciales que se desprenden los eventos límite o de particular interés (mitigar).

- Compartir el riesgo (transferir).
- Realizar la actividad tal cual está definida con base en riesgo informado (retener).

5.3.1.3 Monitoreo del riesgo. Dado que la gestión integral de los riesgos es dinámica, el proceso de monitoreo está orientado a verificar el avance del plan de trabajo para el componente

emergencias y el estado de las barreras o controles previstos frente a su existencia y efectividad, y los cambios en los fenómenos amenazantes y la vulnerabilidad del territorio, entre otros.

El seguimiento del sistema de alertas tempranas del IDEAM, SGC, y otras entidades, la participación en los Consejos Municipales de Gestión de Riesgos, así como el monitoreo de entorno (recorredores, ronda ambiental, sistema de PQRS), permite identificar situaciones de amenaza de eventos inminentes. Operacionalmente se lleva un registro de riesgos que se revisa periódicamente, para verificar la completitud de la lista de riesgos en comparación con otros activos u operaciones similares, revisión de las estrategias de gestión que funcionaron bien y qué estrategias podrían mejorarse, disponibilidad de controles, necesidades de formación y conocimiento del riesgo, etc.

En el caso de riesgo empresariales, la consulta de repositorios con proyecciones ayuda a determinar cómo se comportan variables que afecten la caja de la compañía, las condiciones de orden público, entre otros factores relevantes para identificar si el riesgo tiende a aumentar o disminuir.

Los parámetros e indicadores de monitoreo del riesgo determinan que condiciones varían y pueden afectar la dinámica del riesgo, algunos ejemplos pueden ser:

- Aumento en la corrosión de la tubería
- Aumento en los niveles de un cuerpo de agua
- Incremento de las precipitaciones durante el fenómeno de la Niña
- Incremento en la frecuencia de incendios forestales durante el fenómeno del Niño

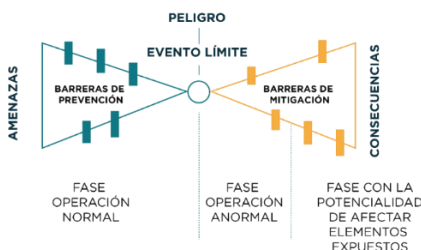
5.3.2 Fase 2. Reducción del riesgo

Este proceso *consiste en el tratamiento del riesgo para definir el tipo de intervención, las directrices para el diseño y las especificaciones técnicas de las medidas a implementar para modificar los riesgos identificados, analizados y evaluados en el proceso de conocimiento del riesgo mediante: reducir el riesgo actual (mitigación del riesgo - intervención correctiva), reducir el riesgo futuro (prevención del riesgo - intervención prospectiva) y la protección financiera (Decreto 2157, 2017).*

Las medidas de reducción del riesgo se definen con base a los resultados obtenidos en el procesos de conocimiento, donde se identifican los eventos indeseados o límite (p.ej. pérdida de contención), sus posibles causas o amenazas, las posibles consecuencias en las personas, el ambiente, la prestación de servicios vitales, los bienes, la infraestructura y los medios de subsistencia; así como las medidas correctivas o prospectivas necesarias para una operación segura, las cuales se diseñan, implementan y mantienen. Para su definición se usa el diagrama de corbatín (ver Figura 15. Diagrama de corbatín)

Figura 16.

Diagrama de corbatín



Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Guía de Administración de Seguridad de Procesos HSE-G-037,

5.3.2.1 Intervención correctiva. Esta consiste en el tratamiento del riesgo para definir el tipo de intervención, las directrices para el diseño y las especificaciones técnicas de las medidas a implementar para modificar los riesgos identificados, analizados y evaluados en el proceso de conocimiento del riesgo mediante: reducir el riesgo actual (mitigación del riesgo - intervención correctiva), reducir el riesgo futuro (prevención del riesgo - intervención prospectiva) y la protección financiera (Decreto 2157, 2017).

La intervención correctiva incluye la:

- Identificación de alternativas de intervención correctivas.
- Priorización de las medidas de intervención.
- Diseño, especificaciones y desarrollo de las medidas de intervención seleccionadas,

tanto de medidas estructurales como no estructurales.

Las medidas correctivas en los sistemas industriales y actividades de Ecopetrol S.A. están representadas por (Ver Tabla 8):

Tabla 8.

Medidas correctivas en el proceso de intervención correctiva

Tipo de medida	Descripción	Elementos
Medidas estructurales	Elementos de diseño.	Diseño bajo estándares y códigos (p.ej. API, ASTM, UL, entre otros). Adopción de buenas prácticas de diseño (voluntarias). Diseño inherentemente seguro. Entre otros.
	Sistemas técnicos activos.	Sistemas básicos de control de procesos (BPCS, por sus siglas en inglés). Sistemas de alarmas. Sistemas instrumentados de seguridad o de parada de emergencia. Sistemas alivio de presión (p.ej. válvulas de seguridad).

Tipo de medida	Descripción	Elementos
		Sistemas de mitigación (p.ej. teas). Entre otros.
	Sistemas técnicos pasivos	Sistemas de protección contra la corrosión (p.ej. recubrimientos). Sistemas de protección contra fuego (p.ej. muros resistentes a fuego). Sistemas de protección contra explosión (p.ej. muros resistentes a explosión). Sistema de doble contención. Sistemas perimetrales de cerramiento. Derechos de vía para los sistemas de transporte. Entre otros.
Medidas no estructurales.	Programas	Procedimientos de pre-arraque. Procedimientos de operación. Procedimientos de emergencia. Otros procedimientos (p.ej. inspección, mantenimiento y pruebas).
	Planes	Planes de Emergencia y Contingencia (PEC).

Nota. Adaptado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD),

5.3.2.2 Intervención prospectiva. Esta *consiste en garantizar que no surjan nuevas situaciones de riesgo y se concreta a través de acciones de prevención, que impiden que las personas y los bienes lleguen a estar expuestos ante posibles eventos peligrosos, se disminuyan las pérdidas o se propenda por la sostenibilidad de las entidades* (Decreto 2157, 2017).

Técnicamente, la intervención prospectiva incorpora medidas estructurales y no estructurales, y se pueden también visualizar mediante los denominados diagramas de corbatín. Tal como lo señala el Decreto 2157 de 2017, estas deben ser definidas para actividades nuevas y existentes.

Para actividades nuevas, se diseñan sus estrategias de proyecto con base en las restricciones del contexto interno y externo, tales como:

- Requerimientos legislativos y normativos.
- Instrumentos de planificación territorial y ordenamiento (p.ej. POT).
- Elementos potencialmente expuestos.
- Los estudios de riesgo y potenciales consecuencia de los sistemas industriales y su operación.
- Análisis de tendencias del contexto externo (p.ej. mercado, demanda energética).
- La definición de alternativas y su inclusión en el sistema de gestión de riesgos de la organización.

En lo relacionado a actividades existentes, el modelo propone diseñar la intervención prospectiva con base en:

- Las métricas de riesgos del seguimiento de métricas retrospectivas y prospectivas.
- Análisis de datos con base en modelos estadísticos clásicos o modelos de datos masivos (*big data*).
- Análisis de tendencias del contexto externo (p.ej. análisis demográficos, socioeconómicos, tecnología).
- Los estudios técnicos relacionados con los instrumentos ambientales.
- Los estudios de riesgo y potenciales consecuencia de los sistemas industriales y su operación.
- Los Planes de Emergencia y Contingencia de sus instalaciones industriales.
- El análisis de alternativas de medidas de intervención correctiva, realizado en las etapas de actualización o revisión de diseños.

5.3.2.3 Proceso de reducción para riesgos empresariales. El Marco de Gestión de Riesgos Empresariales (ERM) de COSO, a menudo denominado simplemente COSO ERM, es un marco ampliamente aceptado y utilizado para diseñar, implementar, realizar y mejorar la gestión de riesgos empresariales en las organizaciones. Es por esto, que para asegurar que los riesgos críticos estén bajo control, se propone la aplicación de esta metodología para establecer las siguientes actividades:

- Diseñar controles preventivos, detectivos y correctivos.
- Documentar los controles en matrices de control (RACM – *Risk and Control Matrix*).
- Integrar los controles en los procesos operativos.

5.3.3 Fase 3. Manejo del Riesgo

El proceso de manejo del riesgo se desarrolla por medio de Planes de Emergencia y Contingencia (PEC) que son documentados, actualizados, adoptados, articulados a nivel interno y externo, divulgados, probados e implementados.

Los Planes de Emergencia y Contingencia PEC se constituyen en la herramienta de carácter administrativo, técnico y operativo, que establecidos a partir de los resultados de los análisis de riesgo, definen el marco de actuación, coordinación, toma de decisiones y demás medidas y acciones requeridas para asegurar la preparación, respuesta y recuperación oportuna y efectiva a las emergencias y/o desastres, para evitar y minimizar afectaciones y prevenir su escalamiento, protegiendo y salvaguardando la salud y la vida, el ambiente, los bienes e infraestructura.

Los PEC incluyen los siguientes componentes (Ver Figura 16. Conformación de los Planes de Emergencia y Contingencia PEC):

- Plan de Preparación para la respuesta o componente estratégico.
- Plan de respuesta o componente operativo.
- Plan de Preparación y ejecución de la recuperación ante eventos de desastre.

Soportados en herramientas informáticas disponibles, las cuales viabilizan la implementación de los planes anteriores.

Figura 17.

Conformación de los Planes de Emergencia y Contingencia PEC



Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD),

5.3.4 Fase 4. Articulación institucional con grupos internos y externos

La articulación de las estrategias empresariales con las estrategias municipales para la respuesta a emergencias EMRE, se desarrolla a través de las siguientes actividades (Fuente:

Plantilla 089 Versión 8, para comunicar a las autoridades territoriales la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD), Ecopetrol S.A.)

- Solicitud formal a los Consejos Municipales de Gestión de Riesgos de Desastres CMGRD de la estrategia municipal, con el fin de conocer y entender escenarios de interés territorial, estrategias de respuesta municipal e identificar las acciones de articulación en la respuesta con los CMGRD.
- Socialización y divulgación de los Planes de Gestión de Riesgos PGR, Planes de Gestión de Riesgos de Desastre PGRD y Planes de Emergencia y Contingencia PEC a autoridades y entidades territoriales.
- Establecimiento de protocolos de articulación ante escenarios de emergencia o desastre de interés territorial.

5.3.4.1 Conceptualización de Protocolos de articulación. Los protocolos de articulación se constituyen en mecanismos de armonización de las estrategias de respuesta a emergencias de la organización con las estrategias municipales de respuesta EMRE y deberán establecerse con un propósito común de proteger la vida humana, la comunidad en general, el medio ambiente, los bienes y la infraestructura.

Su establecimiento contribuye a la creación de un marco de entendimiento y al establecimiento de acciones coordinadas entre Ecopetrol S.A. y los Consejos Municipales y Departamentales de Gestión de Riesgos de Desastre, así como organismos de socorro existentes en el territorio, considerando qué ante emergencias y desastres, no se podría desarrollar un proceso de toma de decisiones normal, rápido y efectivo. Por lo anterior, se requiere contar con procesos de decisión analizados y acordados con anterioridad y con alcance interinstitucional que soporten

el desarrollo de las funciones, responsabilidades y de los diferentes aspectos que deben activarse de forma individual y colectiva con el propósito de asegurar una respuesta oportuna y efectiva cuando se puedan materializar emergencias mayores y desastres.

Los protocolos de articulación EMRE, así mismo establecen referencias que pueden guiar el desarrollo de capacidades, durante la respuesta a emergencias y desastres. Su aplicación estará orientada al logro de objetivos de operación y a la respuesta efectiva.

5.3.5 Fase 5. Seguimiento y monitoreo del modelo

El seguimiento y monitoreo es clave para la definición de acciones que estén basadas en la implementación del presente modelo, el desarrollo de las fases de conocimiento, reducción y manejo, así como la de articulación institucional, permitirán a la alta dirección. Para este desarrollo se plantean tres fases necesarias para fortalecer el proceso de gestión empresarial basado en la tendencia que muestren los riesgos propios de la Vicepresidencia

5.3.5.1 Monitoreo y seguimiento continuo de la exposición al riesgo. El monitoreo y seguimiento continuo de la exposición al riesgo debe incluir no solo los riesgos operativos, sino también la evolución de las amenazas de desastres (naturales, socio-naturales y antrópicas) y los riesgos empresariales que puedan afectar las operaciones. Los sistemas de alerta temprana y el seguimiento de las condiciones ambientales son cruciales. Este proceso debe incluir un sistema de rendición de cuentas sobre el incumplimiento de los planes definidos para reducir el riesgo.

5.3.5.2 Indicadores de desempeño de la gestión de riesgos. Los indicadores de desempeño de la gestión de riesgos (indicadores de riesgo de accidentes graves, indicadores clave de riesgo - KRI) deben complementarse con indicadores de resiliencia ante la materialización del riesgo, desastres y contingencias, con el propósito de medir la capacidad de la organización y las comunidades para prevenir, prepararse, responder y recuperarse de eventos adversos de gran magnitud.

5.3.5.3 Auditorías y revisiones periódicas con enfoque en la gestión del riesgo. Las auditorías y revisiones periódicas de los sistemas de gestión de riesgos deben incluir un enfoque específico en la evaluación de la efectividad de las medidas de prevención, mitigación y preparación ante posibles desastres, en línea con el Decreto 2157 de 2017.

5.3.5.4 Investigación de incidentes y accidentes. La investigación de incidentes y accidentes (importancia de análisis de calidad, aprendizaje de incidentes) debe ir más allá de identificar las causas operativas, empresariales y analizar si las fallas de control contribuyeron a aumentar la vulnerabilidad ante posibles amenazas de desastres o si las lecciones aprendidas pueden fortalecer la prevención y la respuesta ante eventos similares de mayor escala.

5.3.5.5 Gestión de reclamaciones en HSE. La gestión de reclamaciones en HSE debe estar preparada para abordar posibles afectaciones a la salud, la propiedad o el medio ambiente que puedan resultar no solo de accidentes operativos, sino también de eventos de desastre. Los protocolos deben considerar la magnitud potencial de las reclamaciones en estos escenarios.

5.3.5.6 Lecciones aprendidas para la integración en el ciclo de mejora continua. Las lecciones aprendidas sobre alertas, incidentes, accidentes y simulacros de emergencia y para medir la continuidad operativa del negocio deben integrarse en el ciclo de mejora continua de la gestión de riesgos, con un enfoque específico en fortalecer la resiliencia de las operaciones y las comunidades ante posibles desastres. Los ejemplos de lecciones de accidentes deben analizarse desde la perspectiva de la prevención de eventos de gran magnitud.

5.4 Establecimiento del contexto interno y externo de la vicepresidencia regional central de producción

La Vicepresidencia Regional Central de Producción (Regional Central) es una de las dependencias de Ecopetrol S.A. encargadas de operar, administrar y optimizar los campos de producción de petróleo y gas ubicados en la zona central del país. Forma parte de la estructura de producción de la empresa, bajo la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción.

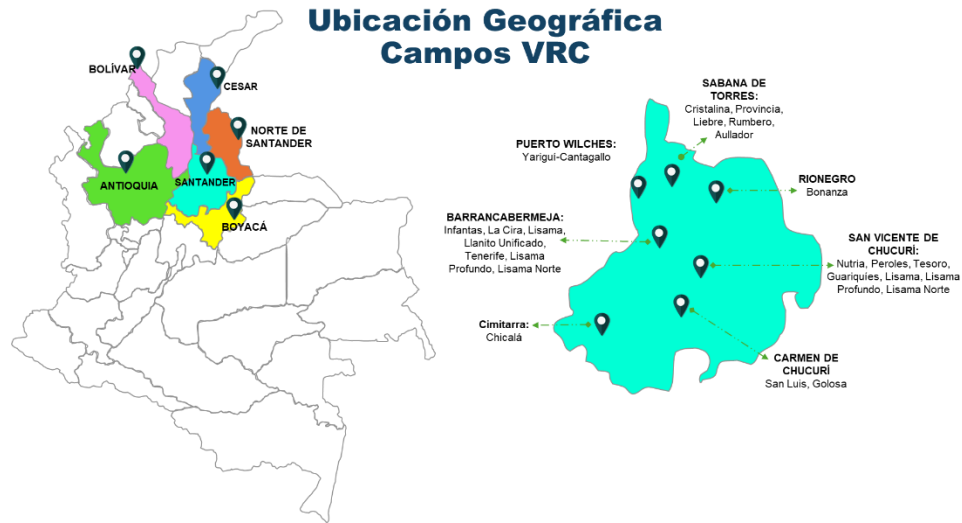
Esta regional agrupa varios activos petroleros, incluyendo campos ubicados en departamentos del Magdalena Medio y la región del Catatumbo.

5.4.1 Ámbito geográfico y cobertura

Opera campos de producción en la zona central de Colombia, incluyendo municipios y áreas dentro del Magdalena Medio y el Catatumbo. En la Figura 17 se puede apreciar la ubicación geográfica de la Vicepresidencia Regional Central

Figura 18.

Ubicación geográfica de la Vicepresidencia Regional Central



Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Presentación inducción operativa Vicepresidencia Regional Central,

Incluye un número de campos petroleros (se mencionan en diferentes fuentes: “31 campos petroleros ubicados en siete departamentos del Magdalena Medio y la región del Catatumbo”) bajo su responsabilidad.

Funciones principales

De acuerdo con regulaciones internas y descripciones institucionales, algunas de las funciones de la Gerencia/Vicepresidencia Regional Central de Producción son:

1. Desarrollar y operar los campos de crudo y gas asignados en la zona regional.
2. Definir la estrategia de explotación de esos campos, alineada con los lineamientos que dicta la Vicepresidencia de Producción de la alta dirección.

3. Garantizar que la extracción de hidrocarburos (petróleo y gas) se haga en términos técnicos y económicos adecuados. Esto incluye asegurar calidad, cantidad y oportunidad en la entrega del crudo & gas a la cadena de suministro.

4. Coordinar con otras dependencias, como la de exploración, especialmente para pruebas de formación, comercialidad de nuevos campos, extensión de vida útil de campos existentes, etc.

5. Llevar el balance de reservas de los campos bajo su área, con soporte técnico.

6. Mantener y mejorar la infraestructura petrolera regional, incorporando tecnologías, asegurando la rentabilidad.

7. Suministrar información volumétrica requerida (producción, niveles, reservas, etc.).

8. Recomendaciones respecto a desinversión de activos improductivos — identificar cuando algún activo ya no aporta lo suficiente para justificar seguir operándolo.

9. Seguimiento, evaluación y control de los programas, proyectos, actividades que tengan a cargo.

Importancia operativa

La Regional Central tiene un papel clave en la producción de Ecopetrol S.A., pues maneja una parte significativa de los campos de crudo/ gas de la zona central del país.

Además, representa una parte importante de la cartera de proyectos e inversiones de Ecopetrol S.A.: en informes de auditoría presupuestal, se ve que la Vicepresidencia Regional Central tiene numerosos proyectos bajo su responsabilidad, lo que implica un manejo considerable de activos, capital & recursos.

También la gestión de mantenimiento mayor de los activos y el modelo para planificar esas inversiones es un tema relevante dentro de esta regional.

Estructura

Esta Vicepresidencia está conformada por 3 gerencias operativas:

- Gerencia Cira Infantas (GCT)
- Gerencia Rio Mares (GRM)
- Gerencia Catenare (GTA)

5.4.2 Gerencia La Cira Infantas (GCT)

La gerencia Cira Infantas está conformada por el campo infantas. El pozo descubridor del campo fue el Infantas 2 (Ver Figura 18), completado en abril de 1918. A finales de 1940, se habían perforado 437 pozos en zona “C”, 32 en zona “B” y uno en zona “A”. Durante el periodo de 1953 a 1957 Ecopetrol S.A., perforo 64 pozos adicionales, el espaciamiento promedio es de 11 acres. Inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por gas (*Gas Lift*) el cual fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema actual de bombeo mecánico. La cantidad total de gas inyectado fue de 113870 millones de pies cúbicos. La Máxima producción se alcanzó en 1927, con una tasa de 37900 bpd.

Figura 19.

Pozo Infantas 2



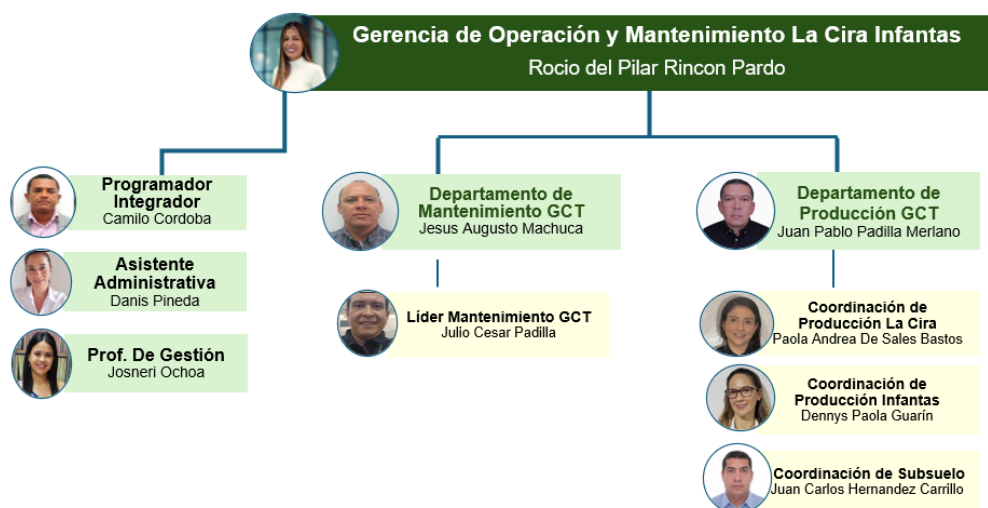
Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (2022) Plan de Manejo Ambiental Gerencia de Mares,

La perforación del anticlinal de La Cira comenzó en febrero de 1925, con el pozo LC -58 (completado en zona “A”). En este mismo año se descubre la zona “B” y las arenas “116” de la zona “A”, mediante la perforación del pozo LC-116. Con la perforación y el completamiento del pozo LC-125 (Julio/26) se descubre la zona “C”, que inicia con una tasa de 2350 BPD. A finales de 1940 se habían perforado un total de 675 pozos: 610 en la zona “C”, 37 en la zona “B” y 28 en la zona “A”.

Estructura Organizacional (Ver Figura 19. Organigrama Gerencia Cira Infantas (GCT))

Figura 20.

Organigrama Gerencia Cira Infantas (GCT)



Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Presentación inducción GCT,

Caracterización Territorial

Según el Análisis Estadístico del Censo DANE, 2018 el campo Cira Infantas está ubicado en el municipio de Barrancabermeja cubriendo 31 veredas, con la descripción presentada en la Tabla 9. Caracterización territorial área de influencia GCT:

Tabla 9.

Caracterización territorial área de influencia GCT

Elementos de la caracterización territorial		
Población	Economía	Infraestructura social
25.000 habitantes (proyección Dane)	Sector primario: Agricultura, ganadería, pesca y especies menores	Área Corregimiento: 119 km ² 31 veredas
6.400 hogares		Se encuentra a 18 Km de Barrancabermeja
51% Hombres	Sector terciario:	Barrancabermeja
48% mujeres	Construcción, Comercio,	20 centros poblados
55,8% de la población es < 30 años	Industria manufacturera, Transporte, Almacenamiento,	3 instituciones educativas 1 subestación de policías
8.554 personas en edad de trabajar PEEC	Actividades de servicios sociales	1 oficina de inspección de policía
	162 empresarios de proveeduría de B&S	2 bases militares 13 unidades comunitarias
	32 asociaciones de diferentes gremios	7 Famys 1.250 Km de vías internas

Nota. Tomado de: DANE (2018) Análisis Estadístico del Censo 2018

Infraestructura operativa

A continuación, se presenta la descripción de los activos en operación dentro de la Gerencia Cira Infantas y los pozos en operación en el campo (Ver Tabla 10. Totalidad de pozos en operación en los campos Cira Infantas y Tabla 11. Totalidad de pozos en operación en los campos Cira Infantas):

- 1 activo (2 campos: 1. La Cira – 2. Infantas)
- 1744 pozos Productores Activos
- 600 pozos Inyectores Activos
- 7 estaciones de Recolección
- 3 plantas de Inyección de Agua
- 1 planta Deshidratadora de Crudo

- 1 planta Deshidratadora de Gas
- 2 plantas de Tratamiento de Agua
- 1 estación de Bombeo de Crudo a GRB
- 1 Centro Integrado de Operaciones CIO
- 1 contrato de Colaboración ECP y SierraCol

Tabla 10.

Totalidad de pozos en operación en los campos Cira Infantas

Campo	Abandonado	Activo	Inactivo	Suspendido	Total
Infantas	557	453	46	18	
La Cira	903	1291	134	55	3457
Total	1460	1744	180	73	

Nota. Tomado de: ECOPETROL S.A.(2022) Plan de Manejo Ambiental Gerencia de Mares

Tabla 11.

Numero de pozos productores e inyectores en los campos Cira Infantas

Campo	Productores	Inyectores	Total Activos
Infantas	291	162	1744
La Cira	853	438	
Total	1144	600	

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (2022) Plan de Manejo Ambiental Gerencia de Mares

Contexto Contractual y Técnico Activo La Cira Infantas

Actualmente Ecopetrol S.A., cuenta con un contrato de Colaboración Empresarial suscrito en el año 2005, con el socio SierraCol Energy, bajo la siguiente estructura:

Capex Ecopetrol S.A.: 48%

Opex / Producción Ecopetrol S.A.: 52% + PAP

Finalización Contrato: al límite económico

Producto del Otrosí # 1 del 2015, SierraCol aportó 90 MUSD para el desarrollo de Arenas A&B y en el Otrosí # 3 de 2017 adquirió el compromiso de ejecutar 14,5 MUSD para el desarrollo del área Infantas Oriente (ha ejecutado 11,4 MUSD a la fecha).

Sierracol es una empresa colombiana dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas, considerado el mayor productor independiente de petróleo en Colombia. Pertenece al Grupo Carlyle que es una firma de inversión global. El 18 de diciembre de 2020 asumió las operaciones e intereses sobre los activos que OXY tenía en Colombia.

Figura 21.

Región de operación contrato ECOPETROL

S.A. – Sierracol.

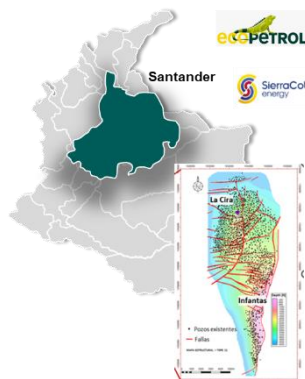
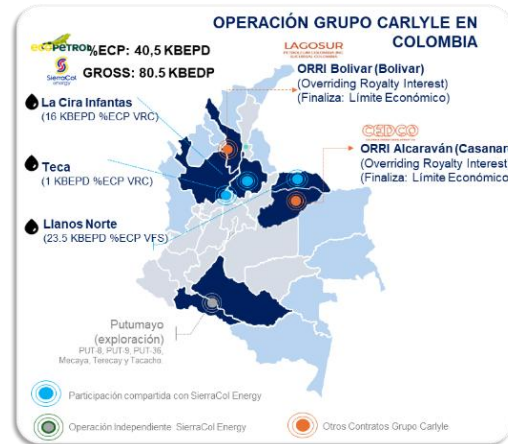


Figura 22.

Áreas de operación grupo Carlyle



Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A., (2025) Presentación inducción GCT

Producción Gerencia La Cira Infantas

Los índices de la producción de la gerencia Cira Infantas son presentados en la Tabla 12 y

13:

Tabla 12.

Indicadores de producción GCT

Campo	Aceite (Bls)		
	Día	Día/Mes	Día / Año
La Cira	19.613	19.921	19.898
Infantas	6.413	6.276	6.263
TOTAL PMO	26.026	26.197	26.161
Gas Venta Bls Equi	633	593	565
PMO Condensados	99	80	76
TOTAL PMO (BLS EQUIV)+COND	26.758	26.870	26.802

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (Agosto 2025) Informe de desempeño GCT

Tabla 13.

Indicadores de inyección de agua

Campo	Agua(Bls)		
	Día	Día/Mes	Día / Año
La Cira	412.979	416.279	417.563
Infantas	179.964	188.885	196.423
TOTAL GCT	592.943	605.164	613.986

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (Agosto 2025) Informe de desempeño GCT

El resumen operacional de la Gerencia Cira Infantas se presenta a continuación:

- Producción Crudo: 26,0 KBOPD Gross (15,6 KBOPD ECP – 10,4 KBOPD SCE)
- Inyección de Agua: 630 KBWIPD
- Tipo de Recobro: Secundario mediante inyección de agua
- OOIP: 6.430 MBPE
- API: 24 - 25° (Infantas Oriente 32° - 34°)

Operaciones de subsuelo e incrementales

Actualmente la GCT presenta las siguientes operaciones de subsuelo e incrementales para conservar el cumplimiento del índice de reservas (Ver Tabla 14. Equipos de perforación y subsuelo en operación en la GCT):

Tabla 14.

Equipos de perforación y subsuelo en operación en la GCT

TIPO	EQUIPOS	GCT
Taladro	Taladros	1
RIG	Rig. Equipo Mayor	6
	RSU	5
	Flush by	2
RIGLESS	Slick line	5
	Trazadores	2

Nota. Tomado de: ECOPETROL S.A. (Agosto 2025) Informe de desempeño GCT

5.4.3 Gerencia Rio Mares (GRM)

La Gerencia Rio Mares está conformada por los siguientes campos:

- Casabe
- Cantagallo
- Llanito
- Lisama
- Tisquirama
- San Roque

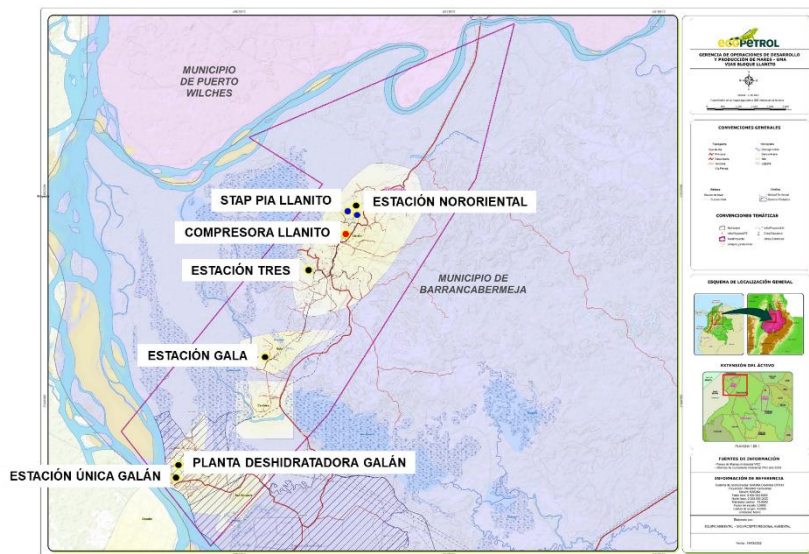
Activo Llanito

Campo Llanito está ubicado en la parte norte de la concesión De Mares, en el Departamento de Santander, cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte limita con el Río Sogamoso, al sur con Barrancabermeja, al este con la Ciénaga San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

En el año 2018, la Agencia Nacional de Hidrocarburos aprueba la unificación de los campos Llanito, Gala, Galán y Cardales para llamarlo campo Llanito (Ver Figura 22).

Figura 23.

Distribución de infraestructura campo Llanito



Nota. Tomado de: ECOPETROL S.A.(2022). Plan de Manejo Ambiental Gerencia de Mares

Activo Lisama

El campo Lisama está localizado al este de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al suroeste de la cuenca de Provincia y al noreste de los campos La Cira Infantas, a 45 Km. de la Ciudad de Barrancabermeja.

Actualmente, el activo Lisama tiene 3 campos produciendo (Ver Figura 23):

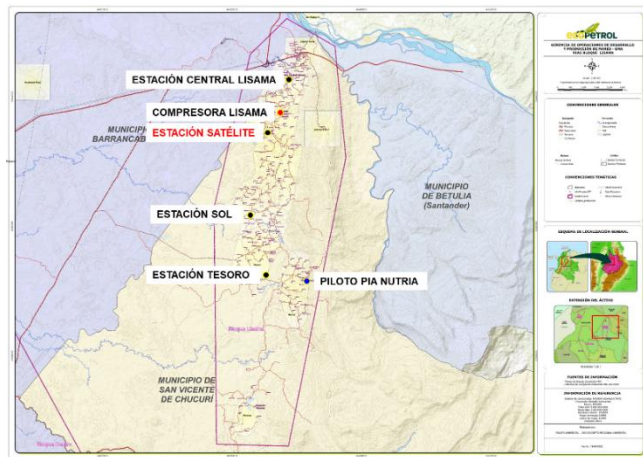
Lisama

Nutria

Tesoro

Figura 24.

Distribución de infraestructura campo Lisama



Nota. Tomado de: ECOPEPETROL S.A. (2022). Plan de Manejo Ambiental Gerencia de Mares

Activo Tisquirama y San Roque

Los campos Tisquirama y San Roque se encuentran ubicados al sur del departamento del Cesar, jurisdicción de los municipios de Aguachica, Rio de Oro y San Martín (Ver Figura 24).

Figura 25.

Ubicación de campos Tisquirama y San Roque



Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A.(2022). Plan de Manejo Ambiental Gerencia de Mares

Activo Casabe

El Campo Casabe está ubicado en el Magdalena Medio antioqueño, dentro del municipio de Yondó, en el departamento de Antioquia, Colombia. Se encuentra a orillas del río Magdalena, en una zona estratégica para la producción petrolera del país.

Descubierto en la década de 1940, ha sido operado históricamente por Ecopetrol S.A., convirtiéndose en uno de los campos más importantes y antiguos de la región. Gracias a proyectos de recuperación mejorada, Casabe sigue siendo un referente en la explotación de crudos pesados en campos maduros.

Activo Yarigui–Cantagallo

El Campo Yarigui–Cantagallo se localiza en la región del Magdalena Medio, principalmente en el municipio de Cantagallo, departamento de Bolívar, y en parte del departamento de Santander, Colombia. Está situado cerca de la margen oriental del río Magdalena, en una zona estratégica de producción petrolera conectada con el área de Barrancabermeja.

Descubierto igualmente en la década de 1940, el campo ha sido operado por Ecopetrol S.A. y se caracteriza por la producción de crudos medianos y pesados. A lo largo de su historia, ha sido objeto de programas de recuperación secundaria y mejorada, manteniéndose como uno de los activos más relevantes del Magdalena Medio por su aporte sostenido a la producción nacional. Hoy en día es el campo con menor *lifting cost* del país.

Estructura Organizacional (Ver Figura 25. Organigrama Gerencia Rio Mares (GRM))

Figura 26.

Organigrama Gerencia Rio Mares (GRM)



Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A., (2025) Presentación inducción GRM,

Caracterización Territorial

Según el Análisis Estadístico del Censo DANE, 2018 los campos de la GRM están ubicados en los siguientes municipios de Cantagallo, Yondo, San Martin, San Vicente de Chucuri, con siguiente descripción presentada en la Tabla 15. Caracterización territorial área de influencia GRM

Tabla 15.

Caracterización territorial área de influencia GRM

Municipio	Elementos de la caracterización territorial		
	Población	Economía	Infraestructura
Cantagallo (Bolívar)	14,000 habitantes	Basada en la explotación petrolera, agricultura (cacao, yuca, plátano) y pesca. La actividad de Ecopetrol S.A. y contratistas genera empleo directo e indirecto.	Vías terciarias limitadas; acceso fluvial por el río Magdalena; servicios básicos en expansión; presencia de infraestructura petrolera.
Yondó (Antioquia)	20,000 habitantes	Economía centrada en la producción de petróleo (Campo Casabe), ganadería y agricultura de subsistencia.	Conectividad terrestre hacia Barrancabermeja y el Magdalena Medio; servicios públicos básicos; desarrollo impulsado por el sector petrolero.
San Martín (Cesar)	23,000 habitantes	Actividad agropecuaria (ganadería, palma de aceite, arroz) y presencia de operaciones petroleras.	Buen acceso vial hacia Aguachica y el centro del Cesar; infraestructura educativa y de salud básica.
San Vicente de Chucurí (Santander)	33,000 habitantes	Economía agrícola (principal productor de cacao en Santander), ganadería y servicios.	Red vial pavimentada que comunica con Barrancabermeja y Bucaramanga; buena infraestructura educativa y de servicios públicos.
El Carmen de Chucurí (Santander)	18,000 habitantes	Basada en la agricultura (cacao, café, plátano), ganadería y pequeña minería.	Infraestructura vial en desarrollo; servicios básicos y equipamientos rurales; conexión con San Vicente y Barrancabermeja.

Nota. Tomado de: DANE (2018) Análisis Estadístico del Censo 2018,

Infraestructura operativa

En la Tabla 16, se presenta la descripción de los activos en operación dentro de la Gerencia

Rio Mares:

Tabla 16.

Descripción infraestructura operativa GRM

Activos	Plantas y estaciones	Pozos
Lisama	4 Estaciones de recolección. 1 Planta Deshidratadora 1 Planta Compresora	60 Productores 42 Inactivos 154 Abandonados
Llanito	4 Estaciones de recolección. 1 Planta Deshidratadora 1 Planta Compresora. 3 Plantas Inyección de Agua	114 Productores 48 Inyectores 38 Inactivos 185 Abandonados
Tisquirama San Roque	3 Estaciones de recolección 1 PTARI	42 Productores 2 Inyectores 2 Inactivos 12 Abandonados
Casabe	5 Estaciones de recolección 2 Estaciones de Bombeo 3 Plantas de Inyección 2 Plantas de generación de energía 2 Plantas de tratamiento de agua	271 Productores 357 Inyectores 79 Inactivos 856 Abandonados
Cantagallo	4 Estaciones de recolección 1 Estación de Bombeo 1 Planta de Inyección de agua 1 Planta deshidratadora 1 Planta compresora de gas 1 Planta de Tratamiento de agua 2 Plantas de generación de energía	134 Productores 45 Inyectores 22 Inactivos 95 Abandonados

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A (2022) Plan de Manejo Ambiental Gerencia de Mares,

La sumatoria de pozos operativos en el activo representan 2558 pozos entre productores, inyectores, inactivos y abandonados

Producción Gerencia Rio Mares (Ver Tabla 17. Indicadores de producción GRM)

Tabla 17.

Indicadores de producción GRM

Activos	P50 D/A	PROY D/A	% Cump P50
Casabe-llanito	16.165	16.296	100,8%
Catagallo-lisama	19.613	20.489	104,5%
GCA	35.778	36.785	102,8%

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (Agosto 2025) Informe de desempeño GRM

Operaciones de subsuelo e incrementales

La GRM cuenta con un foco estratégico basado en Primero la vida, Sostenimiento de la producción básica, Incorporación – Protección de Reservas, Integridad y Confiabilidad, Continuidad Operativa y el Cumplimiento Legal Ambiental, este marco estratégico va alineado a una línea base incremental bajo los siguientes parámetros:

Perforación:

33 proyectos de pozos nuevos (25 de Repatromamiento Casabe M1 E2 y 8 de Desarrollo Yariguí M2 E2)

Work Over:

67 pozos (10 de WO Oport Cantagallo 21-23, 18 de Cierre de Brechas Llanito, 3 de Repatromamiento Casabe M1 E2, 2 de Desarrollo Yariguí M2 E2, 6 de WO Cgo 24-26, 8 de WO Lisama 25-26, 9 de WO Casabe 24-26, 6 de MM inyectores Casabe y 5 de WO Casabe 2025+.

Figura 27.

Proyección de crecimiento de la GRM



Nota. Tomado de: Plan Integrado 2025 GRM

Tal como se puede visualizar en la Figura 26, la GRM representa en el Magdalena Medio hoy una de las proyecciones de crecimiento más estratégicas de la regional, dado que tiene la posibilidad de apalancar y aumentar de manera representativa el índice de reposición de reservas.

5.4.4 Gerencia Catatumbo Nare (GTA)

La Gerencia Catatumbo Nare está conformada por dos activos, el activo Catatumbo y el activo Nare que contienen los campos relacionados en la Tabla 18. Descripción de activos gerencia GTA:

Tabla 18.

Descripción de activos gerencia GTA

Activo	Campos
Catatumbo	Tibú Sardinata

Activo	Campos
Nare	Oripaya
	Moriche
	Abarco
	Jazmin
	Girasol
	Under River
	Nare sur
	Teca

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (2025) Presentación inducción gerencia GTA

Activos – Catatumbo

Los activos de Catatumbo están comprendidos por los campos Tibú, Sardinata y Oripaya

- Campo Tibú

Ubicado en la subregión del Catatumbo. Es una de las áreas productoras de hidrocarburos de la región y la operación ha estado marcada por riesgos de seguridad (hurtos de producto, sabotajes a infraestructura y presencia de grupos armados), lo que afecta operación y gobernabilidad local.

- Campo Sardinata

Campo operativo en Norte de Santander con actividad convencional (historia de producción regional). La zona combina potencial minero-agrícola y extracción de hidrocarburos; su operación forma parte del portafolio regional de Ecopetrol S.A..

- Campo Oripaya

Campo gasífero *onshore* (ubicado en jurisdicción de San José de Cúcuta). Oripaya forma parte de las tres plantas/regiones que Ecopetrol S.A. mantiene operativas en Norte de Santander; aporta producción combinada regional de crudo y gas (las tres plantas en la subregión producen ~1.900 barriles equivalentes por día y ~4 millones de pies³/día de gas, según comunicados oficiales).

Activos Nare

Los activos de Nare están comprendidos por los campos Moriche, Abarco, Jazmín, Girasol, Under River, Nare sur y Teca

- Campo Jazmín

Ubicado en el municipio de Puerto Boyacá (Boyacá). Es un campo maduro de crudo mediano a pesado, operado por Ecopetrol S.A., con operaciones de recuperación secundaria (inyección de agua y polímeros). Ha sido un pilar en la producción del área sur del Magdalena Medio.

- Campo Moriche

Campo tradicional del Magdalena Medio con más de 40 años de producción. Su crudo es pesado y se han implementado proyectos de recuperación térmica (inyección de vapor). Forma parte del activo Moriche, gestionado por Ecopetrol S.A., con facilidades de tratamiento y transporte hacia estaciones centrales.

- Campo Abarco

Localizado también en el área de Puerto Boyacá, este campo produce crudo mediano en formaciones arenosas del terciario. Es un campo marginal pero estable, con pozos maduros que contribuyen a la producción base del Magdalena Medio central.

- Campo Girasol

Campo de crudo pesado dentro del portafolio del Magdalena Medio. Se destaca por su baja relación gas-aceite y su cercanía operativa a Abarco y Jazmín. Forma parte del sistema de producción interconectado de Ecopetrol S.A., con transporte hacia la infraestructura de la zona de Vasconia.

- Campo Under River

Campo antiguo de crudo liviano a mediano, con producción disminuida por madurez del yacimiento. Se han realizado proyectos de reacondicionamiento de pozos y ajustes de levantamiento artificial. Aunque su producción actual es moderada, su ubicación estratégica lo mantiene en operación como parte del bloque Magdalena Medio.

- Campo Nare Sur

Ubicado en el municipio de Puerto Nare (Antioquia). Produce crudo pesado y gas asociado. Es operado por Ecopetrol S.A. dentro del activo Nare, con plantas de tratamiento, facilidades de inyección y sistemas de transporte conectados a los oleoductos regionales. Posee potencial para proyectos de recuperación mejorada (EOR).

- Campo Teca (Teca–Cocorná)

También en Puerto Nare (Antioquia). Es uno de los campos térmicos más relevantes de Ecopetrol S.A. En Teca se aplican técnicas de inyección de vapor cíclico y continua para mantener la producción de crudos pesados. Se considera un ejemplo exitoso de recuperación térmica en el Magdalena Medio.

Los siete campos pertenecen al portafolio maduro del Magdalena Medio, con énfasis en crudos pesados y medianos. Representan una base de producción constante para Ecopetrol S.A. y son laboratorios clave de recuperación mejorada (EOR) en Colombia.

Estructura Organizacional (Ver Figura 27. Organigrama Gerencia Catenare (GTA))

Figura 28.

Organigrama Gerencia Catenare (GTA)



Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (2025) Presentación inducción gerencia GTA

Caracterización Territorial (Ver Tabla 19. Caracterización territorial área de influencia Activo Catatumbo y Tabla 20. Caracterización territorial área de influencia Activo Nare)

Tabla 19.

Caracterización territorial área de influencia Activo Catatumbo

Municipio / Campo	Población (estimada)	Economía	Infraestructura
Tibú (Campo Tibú)	60.000 habitantes (DANE 2021)	Economía basada en hidrocarburos, agricultura y cultivos ilícitos. Fuerte	Infraestructura limitada; vías rurales en mal estado y servicios básicos

Municipio / Campo	Población (estimada)	Economía	Infraestructura
		informalidad y dependencia de Ecopetrol S.A. como actor económico principal.	precarios. Presencia de infraestructura petrolera afectada por problemas de seguridad.
Sardinata (Campo Sardinata)	25.000 habitantes (estimación DANE)	Economía agropecuaria (café, cacao, ganadería), minería de carbón y pequeña producción petrolera. Potencial turístico en el marco del posconflicto.	Infraestructura vial secundaria, servicios públicos básicos en cabecera municipal y limitados en corregimientos. Instalaciones petroleras y mineras en la región.
Oripaya (Campo Oripaya - jurisdicción Cúcuta)	812.000 habitantes (Cúcuta - DANE 2018)	Economía diversificada: comercio binacional, industria, servicios y producción de gas de Ecopetrol S.A.. Oripaya aporta energía al sistema regional.	Infraestructura urbana consolidada (vías, servicios, redes de gas). Planta gasífera moderna bajo control de Ecopetrol S.A. con seguimiento ambiental ANLA.

Nota. Tomado de: DANE. Censo 2018 y 2021,

Tabla 20.

Caracterización territorial área de influencia Activo Nare

Municipio / Campo	Población (estimada)	Economía	Infraestructura
Puerto Boyacá	Aproximadamente 52,000 habitantes (DANE, proyección 2025). Predomina la población urbana (65%) concentrada en la cabecera municipal, con comunidades rurales distribuidas en las zonas productoras de hidrocarburos.	La economía local gira en torno a la industria petrolera (Ecopetrol S.A. y contratistas), la ganadería extensiva, el comercio y la agricultura (plátano, yuca, maíz). Puerto Boyacá es reconocido como el 'Puerto	Cuenta con infraestructura vial y fluvial desarrollada: carretera Troncal del Magdalena Medio y puerto sobre el río Magdalena. Posee infraestructura energética e industrial asociada a Ecopetrol S.A. (plantas de

Municipio / Campo	Población (estimada)	Economía	Infraestructura
		Petrolero de Boyacá', siendo uno de los municipios con mayor recaudo de regalías del departamento.	tratamiento, estaciones de bombeo y redes eléctricas). Tiene servicios de educación media y técnica, hospital regional

Nota. Tomado de: DANE. Censo 2018,

Infraestructura operativa

A continuación, se presenta en la Tabla 21, 22 y 23, la descripción de los activos en operación y pozos dentro de la Gerencia Catenare:

Tabla 21.

Descripción de plantas y/o estaciones de la GTA

Activo	Campo	Plantas y/o estaciones
Catatumbo	Tibú	Estación norte
		Estación L29
		Estación M24
		Estación J25
		Estación compresora Tibú
	Oripaya	Estación Oripaya
	Sardinata	Estación Sardinata
Nare	Moriche	Módulo de tratamiento Moriche
		Estación Sur Moriche
		Estación Norte Moriche
	Abarco	Estación Norte Abarco
		Estación Sur Abarco
	Jazmin	Módulo de Tratamiento Jazmin
	Girasol	Estación de tratamiento Girasol
	Under River	Estación Under River sur – Under River norte
	Nare sur	Estación Nare Sur
	Teca	Modulo uno

EBOTECA

Modulo 4

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Plan de manejo ambiental Campo Tibú y activo Nare

Tabla 22.

Descripción de pozos campos Tibú, Oripaya y Sardinata

Campo	Activo	Inactivo	Suspendido	Abandonado	Total
Tibú	102	194	8	280	584
Sardinata	6	0	9	23	38
Oripaya	1	1	0	1	3

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Plan de manejo ambiental Campo Tibú y activo Nare

Tabla 23.

Descripción de pozos campos Moriche, abarco, Jazmin, Girasol; Underriver, Nare sur y Teca

Campo	Activo	Inactivo	Abandonado	Inyectores	Total
Moriche	573	596	40	4	1213
Abarco	99	0	6	0	105
Jazmin	323	20	67	4	414
Girasol	140	5	20	0	165
Underriver	84	7	2	0	93
Nare sur	35	2	38	2	77
Teca	70	44	278	4	396

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. (s.f.) Plan de Manejo ambiental Nare

Operaciones de subsuelo e incrementales

Este campo representa unos grandes retos, dado que su factor de recobro es alto, lo que limita para el 2025 y 2026 las inversiones de proyectos nuevos incrementales, actualmente el portafolio aprobó la operación de 9 equipos de *slick line* para trabajos de mantenimiento de pozo

5.4.5 Filosofía operacional del proceso de producción y tratamiento de crudo

El proceso de recolección y tratamiento de crudo cuentan con la siguiente infraestructura para su generación y procesamiento:

- a. Pozos productores con sistemas de levantamiento
- b. Pozos inyectoros (agua o vapor)
- c. Estaciones de recolección y/o tratamiento de crudo (filtración, medición, sistemas de separación trifásica y bifásica, almacenamiento, quema de gas)
- d. Estaciones de tratamiento y compresión de gas
- e. Estaciones de inyección de agua
- f. Líneas de flujo, inyección y oleoductos
- g. Instalaciones de servicios auxiliares (energía, agua, combustibles, etc.)

Esta infraestructura puede resumirse en los procesos descritos en la Tabla 24 y la Figura 28, para facilitar el análisis de riesgos:

Tabla 24.

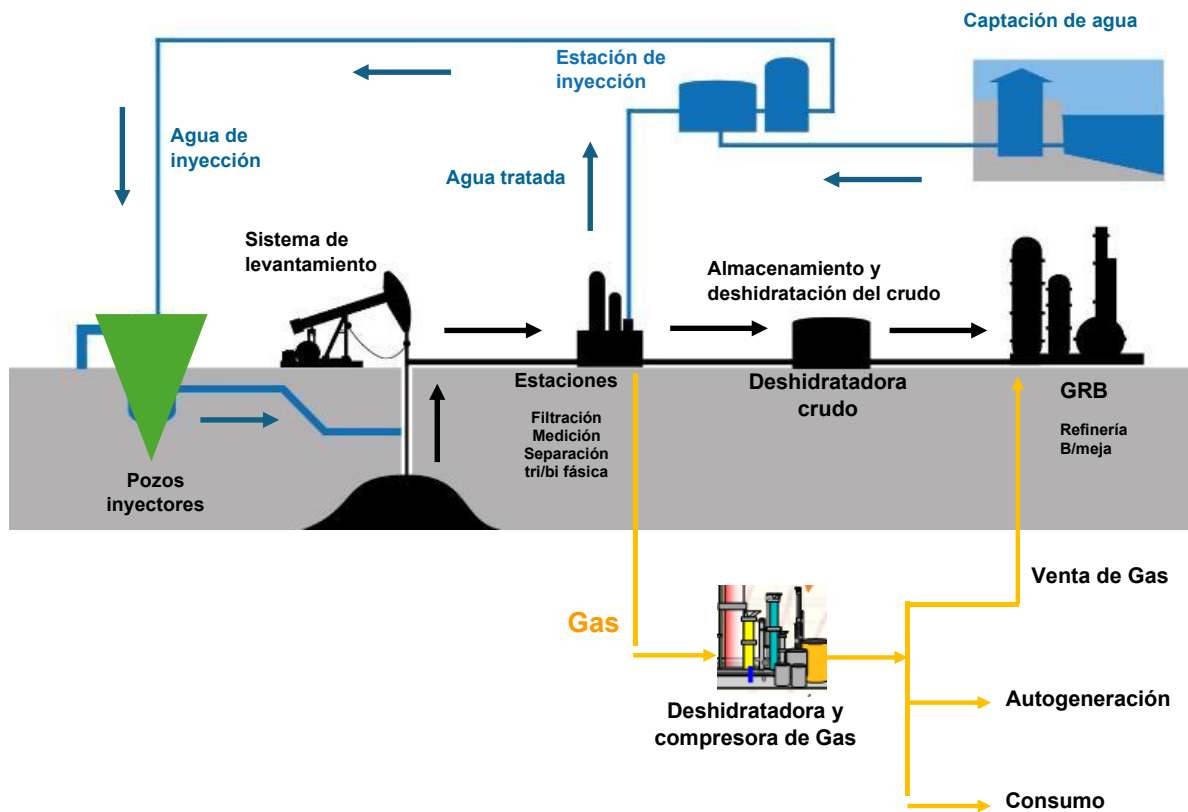
Descripción de proceso operativo áreas de producción – segmento upstream

Proceso	Infraestructura
Operación de pozos	Pozos productores con sistemas de levantamiento Pozos inyectoros (agua o vapor)
Operación de facilidades de producción	Estaciones de recolección y/o tratamiento de crudo (filtración, medición, sistemas de separación trifásica y bifásica, almacenamiento, quema de gas) Instalaciones de servicios auxiliares (energía, agua, combustibles, etc) Estaciones de tratamiento y compresión de gas
Operación de facilidades de inyección	Estaciones de inyección de agua Instalaciones de servicios auxiliares (energía, agua, combustibles, etc)

Proceso	Infraestructura
Operación de sistemas para suministro energético	Subestaciones eléctricas y unidades BES
Transporte de fluidos	Líneas de flujo, inyección y oleoductos
Mantenimiento de pozos y facilidades	Aplica para toda la infraestructura <i>Workover y wellservice</i>

Figura 29.

Diagrama de flujo del proceso en el segmento upstream



5.5 Aplicación fase 1. Conocimiento el riesgo

La Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., enfrenta una amplia gama de riesgos específicos, que pueden clasificarse en varias categorías, para el caso de este trabajo de aplicación los clasificaremos en 2 grupos:

1. Riesgos Exógenos

Son aquellos que provienen del entorno externo, fuera del control directo de la organización. Aunque no pueden evitarse, sí pueden anticiparse y mitigarse mediante estrategias de preparación y adaptación.

Ejemplos:

- Cambios en la legislación o en políticas gubernamentales.
- Fenómenos naturales (terremotos, inundaciones, sequías).
- Fluctuaciones del precio del petróleo o de las materias primas.
- Conflictos sociales o geopolíticos.
- Pandemias o crisis económicas globales.
- Avances tecnológicos disruptivos que afectan al sector.

Son riesgos que vienen de fuera y sobre los cuales la organización tiene poco o ningún control directo.

2. Riesgos Endógenos

Son aquellos que se originan dentro de la organización, empresa o sistema. Están relacionados con factores internos que la entidad puede controlar o influir directamente.

Ejemplos:

- Fallas en los procesos operativos o administrativos.
- Errores humanos o de capacitación.
- Deficiencias en el mantenimiento de equipos.
- Cultura organizacional débil o falta de liderazgo.
- Problemas financieros internos o mala gestión de recursos.
- Fallos en los sistemas tecnológicos propios.

Son los riesgos que dependen de cómo la organización funciona internamente.

- Riesgos empresariales
- Riesgos operacionales

Los riesgos exógenos y endógenos afectan de manera directa el desempeño empresarial y operativo, por lo cual es importante entender que riesgos empresariales y operativos encajan en la categoría de riesgos exógenos y endógenos, con el fin de establecer el proceso de tratamiento e intervención del riesgo. A continuación, en la Tabla 25, presentamos los riesgos propios de la VRC, bajo el análisis presentado en el contexto operacional, espacial, gubernamental, corporativo y de mercado:

Tabla 25.

Descripción riesgos exógenos y endógenos de la Vicepresidencia Regional Central

Clasificación	Componente	Riesgo	Amenaza
Exógenos	Operacional	Biológicos	Epidemias
		Natural	Sismos
			Vendavales
			Ceraunica
		Socionatural	Inundaciones
		Antrópico	Incendio Forestal
	Movimientos en masa		
	Erosión		
	No intencionales: Ocupacionales		
	Empresarial	Contractual	Intencionales: Sabotaje, vandalismo, terrorismo
Incumplimientos ante la ANH o perdida de bloques de producción			
Financieros		Afectación financiera por cambios en precios del crudo	
Legales		Cambios en la legislación	
Endógenos	Operacional	Tecnológico	Perdidas de Contención
			Incendios
			Nubes Inflamables
		Explosiones	
	Antrópico	Ocupacionales	

En el Anexo A se presentan los mapas de amenazas que se construyen para poder cuantificar el riesgo (amenaza vs vulnerabilidad), considerando información secundaria tomada de las fuentes descritas en la tabla 7. Fuentes de información de amenazas con origen y socio naturales.

5.5.1 Estimación de áreas de afectación a través de evaluaciones cuantitativas

El área de afectación se entiende como aquella zona donde se pueden generar efectos por la ocurrencia de sucesos finales y está dada por la máxima distancia de afectación posible dados todos los eventos identificados.

La estimación de áreas de afectación se realiza a través de la generación de corredores de afectación mediante la implementación del software PHAST versión 7.0, el propósito es poder obtener datos que permitan valorar de manera numérica el desarrollo y las consecuencias de los eventos peligrosos relacionados con los procesos, con el fin de concebir no solo el tipo y la severidad de las consecuencias, sino también el impacto adverso en personas, estructuras y equipos tanto dentro como fuera de la instalación industrial.

La modelación de las amenazas de origen tecnológico constituye una herramienta importante dentro de los estudios de riesgos que pueden realizarse a una instalación, ya sea para establecer los límites y condiciones para la operación segura de un equipo o instalación, para verificar el diseño en correspondencia con los principios básicos de seguridad, o para estimar la potencialidad de la vulnerabilidad de personas, propiedades y el medio ambiente ante la ocurrencia de accidentes.

En este proceso es importante la necesidad de conocer el comportamiento de los escenarios de riesgo asociados a las operaciones que hacen parte de la Vicepresidencia. El objetivo del ejercicio es conocer el comportamiento del riesgo para infraestructura tipo asociada a los escenarios de riesgo que implican el manejo, transporte y manipulación de sustancias peligrosas (pozos, líneas de flujo, facilidades) ligados a las estrategias de desarrollo, para adoptar las medidas de monitoreo, de reducción y manejo de la contingencia en esta etapa del proyecto.

El propósito de las modelaciones es identificar las áreas de afectación, las cuales son confrontadas con los elementos expuestos para determinar

5.5.2 Incendio, explosión y nubes inflamables

En el Anexo B, se presenta el comportamiento de los corredores de afectación de los eventos de incendio, explosión y nubes inflamables que pueden llegar a presentarse (incendio de piscina, bola de fuego y chorro de fuego). Estos comportamientos son modelaciones estándar tomadas del PMAi de las gerencias.

5.5.3 Resultados estudios de riesgos individual (QRA)

En el Anexo C, se presenta el comportamiento de los isocontornos de riesgo individual, lo que se refiere al riesgo de fatalidad al cual un (1) individuo se expone anualmente por el hecho de estar ubicado en un sitio determinado en el entorno de una actividad. Explícitamente, el riesgo individual, se define como la frecuencia, por año, de que (1) persona situada en un punto del entorno de una actividad industrial resulte letalmente afectada por un suceso final que ocurra o

haya ocurrido en dicha instalación. En este caso se asume que el individuo se encuentra en el punto del entorno las 24 horas del día los 365 días del año, lo cual sería la situación más crítica o el caso más conservador, para ello se estima el riesgo individual mediante la combinación de las consecuencias letales derivadas de los sucesos finales, con la frecuencia de ocurrencia del suceso final.

En el Anexo D se explica a detalle la implementación de la práctica para la ejecución de los QRA y variables para la definición del riesgo individual, social y ambiental para la correcta implementación de los resultados en la valoración de riesgos dentro de la matriz RAM

5.5.4 Construcción y desarrollo de matriz para evaluación y valoración de riesgos

A partir de los ejemplos presentados que muestran los riesgos exógenos y endógenos se presentan los resultados de la valoración cualitativa de los escenarios de riesgo identificados para todas las actividades en la Operación de la Vicepresidencia Regional Central, incluyendo las actividades en las etapas de obras civiles (constructivas), de operación y mantenimiento, y de desmantelamiento, abandono y recuperación ambiental y actividades transversales específicas. (Ver Anexo E)

5.5.5 Monitoreo del riesgo

A partir de los ejemplos presentados que muestran los riesgos exógenos y endógenos, en el Anexo F se presentan las medidas de monitoreo del riesgo de los escenarios identificados para todas las actividades que enmarcan la Operación de la Vicepresidencia Regional Central.

5.6 Aplicación fase 2. Reducción del riesgo

De forma general, en el Anexo G se presentan las medidas de reducción del riesgo para las actividades asociadas a la Vicepresidencia Regional Central, estas medidas se diferenciarán en dos categorías: Medidas de reducción para intervenciones correctivas y para intervenciones prospectivas y estarán alineadas a la metodología propuesta de gestión de riesgos, a su vez se describen las actividades que buscan evitar que el riesgo se materialice (barreras de prevención y de mitigación).

Se hace indispensable en este esquema metodológico, que la aplicación de estas barreras se revise continuamente para entender el estado de salud de estas y evitar a toda costa su degradación. Dado que la degradación de las barreras expone a la organización a la ocurrencia de eventos límite que terminen en incidentes con afectación. Para esto presentamos en el Anexo H, ejemplos de la aplicación de la metodología de corbatín para escenarios específicos identificados como de alta consecuencia aplicadas actualmente por Ecopetrol S.A en las operaciones de la Vicepresidencia.

Para los riesgos empresariales se presenta en el Anexo I, la Matriz de Riesgos y Controles de Procesos, basada en la metodología COSO ERM

5.7 Propuesta de integración de esquema de administración con herramientas de inteligencia artificial

Las herramientas de inteligencia artificial están representando para la humanidad una gran herramienta para la solución ágil y efectiva de problemas que tomaban tiempos prolongados para

su solución, este caso no es aislado de la gestión adecuada de los riesgos en una organización o cualquier contexto productivo. Ante esta realidad, me permito exponer distintas propuestas que buscan abordar la aplicación de la IA en el manejo de riesgos operacionales y empresariales, teniendo como base las diferentes prácticas que se presentaron en las fases de conocimiento y reducción del riesgo.

5.7.1. Herramientas de inteligencia artificial para riesgos operacionales

- **Predicciones y Aplicaciones Específicas:** Las capacidades predictivas de estas herramientas abordan directamente las necesidades de intervención y mantenimiento de equipos y sistemas operativos:

5.7.1.1. Predicción de Condiciones de Fallas Futuras

- **Corrosión:** Predicen el espesor de pared restante y la probabilidad de penetración o rotura en un horizonte de tiempo específico.
- **Grietas y Fatiga:** Pronostican el crecimiento de defectos tipo grieta basados en el historial de tensiones y las propiedades del material.
- **Fugas (Detección Temprana):** Los modelos de ML monitorean las ondas de presión negativa y los cambios de flujo para detectar fugas incipientes mucho más rápido que los sistemas convencionales.

5.7.1.2 Necesidades de Intervención y Mantenimiento

- **Priorización de Mantenimiento (Mantenimiento Predictivo):** El sistema cambia el enfoque de un mantenimiento basado en el tiempo a uno basado en la condición y el riesgo.
- **Decisión Informada:** Indica cuándo y dónde intervenir, priorizando los segmentos de tubería con la mayor probabilidad de falla inminente o el mayor impacto potencial.
- **Optimización de ILI:** Permite optimizar el calendario de las inspecciones en línea (ILI) y de los exámenes no destructivos (NDT).
- **Optimización de Recursos:** Al predecir con precisión la necesidad, los operadores pueden reducir el mantenimiento innecesario, optimizar el inventario de piezas de repuesto y asignar personal de campo de manera más eficiente, lo que se traduce en una reducción de costos operacionales.

5.7.1.3 Propuestas de Proveedores/Plataformas. Los principales proveedores de software y servicios en la industria de *Oil & Gas* que incorporan estas funcionalidades de IA/ML incluyen:

Para modelar tendencias y predecir fallas futuras en oleoductos a partir de datos de integridad, las herramientas más efectivas son aquellas que implementan algoritmos de Aprendizaje Automático (*Machine Learning* - ML).

La herramienta como tal es una Plataforma de Mantenimiento Predictivo o un Software de Gestión de Integridad de Activos (AIM) potenciado con IA.

A continuación, se detallan las capacidades clave y los modelos de IA que brindan estas predicciones (Fuente: Amadi, M.U., &Ikipe, E.O. (2024). *Machine Learning-Based Risk Model*

for Pipeline Integrity Management. In Pipelina 2024: Current Practice and future innovations (pp. 80-92). American Society of Civils Engineers (ASCE):

- Plataformas de Mantenimiento Predictivo (PdM): Sistemas modulares (a menudo ofrecidos por grandes empresas de tecnología industrial o software como SLB, GE Digital, o AVEVA) diseñados para ingerir grandes cantidades de datos de sensores (SCADA, IoT) y datos de inspección (ILI) para ejecutar modelos de ML.

- Software de Gestión de Integridad de Activos (AIM) con Módulos de Analítica Avanzada: Plataformas especializadas en oleoductos (como *Dynamic Risk* o *Meridium/APM*) que han integrado capacidades de IA/ML para ir más allá de la gestión tradicional de datos y ofrecer predicciones.

- a. Software de Gestión de Integridad (AIM) con Módulos de IA:

- *SLB (Schlumberger), Baker Hughes, Siemens Energy*: Ofrecen soluciones digitales integradas que incorporan ML para la gestión de activos y el mantenimiento predictivo (p. ej., la plataforma OptiSite de SLB).

- *Dynamic Risk, Aligned Automation*: Proveen soluciones específicas para la gestión de la integridad de oleoductos y análisis predictivo basado en IA.

- Empresas de Consultoría de Integridad y *Start-ups* Tecnológicas: Desarrollan modelos de IA personalizados para problemas específicos (corrosión, amenazas de terceros) y los integran en los sistemas existentes del operador.

- b. Modelos de *Machine Learning* (ML) para Predicción de Fallas (Fuente: Amadi, M.U., & Ikipe, E.O. (2024). *Machine Learning-Based Risk Model for Pipeline Integrity Management. In Pipelina 2024: Current Practice and future innovations (pp. 80-92). American Society of Civils Engineers (ASCE)*)

La clave está en los algoritmos utilizados dentro de estas plataformas para crear los "modelos de tendencias":

- Predicción de Corrosión (Tasa de Crecimiento)

Este es el uso más común. Los modelos de ML analizan los datos históricos de pérdida de pared y estiman su crecimiento futuro, en la Tabla 26 se describen estos modelos para predicción de fallas:

Tabla 26.

Descripción de modelos ML para analizar datos de predicción

Modelo de ML	Tipo de Predicción	Datos de Entrada Comunes
Regresión de Series Temporales (p. ej., LSTM, Prophet)	Pronostican la tasa de crecimiento de la corrosión o la pérdida de espesor en ubicaciones específicas a lo largo del tiempo.	Datos de múltiples inspecciones (ILI) a lo largo de los años, parámetros operativos (presión, temperatura, pH).
Máquinas de Vectores de Soporte (SVM) y Bosques Aleatorios (<i>Random Forests</i>)	Modelan las relaciones complejas y no lineales entre las variables operativas y ambientales para predecir la severidad de la corrosión.	Datos de múltiples inspecciones (ILI) a lo largo de los años, parámetros operativos (presión, temperatura, pH).

Nota. Tomado de: Amadi, M.U., & Ikipe, E.O. (2024). *Machine Learning-Based Risk Model for Pipeline Integrity Management. In Pipelina 2024: Current Practice and future innovations (pp. 80-92). American Society of Civils Engineers (ASCE)*

- Detección de Anomalías y Clasificación de Riesgos

Estos modelos se centran en identificar patrones que preceden a una falla.

Tabla 27.

Descripción de modelos ML para analizar datos de anomalías

Modelo de ML	Propósito	Aplicación Práctica
Clasificadores (p. ej., Redes Neuronales)	Clasifican un segmento de tubería en categorías de riesgo (Bajo, Medio, Alto) o predicen la probabilidad binaria de una falla en el próximo año.	Priorización inmediata de las actividades de inspección y mantenimiento.
Modelos de Detección de Anomalías (<i>Autoencoders</i>)	Aprender sobre la detección de anomalías y generar alertas de intervención	Alimentar planes de mantenimiento y reposición de activos

Nota. Adaptado de Detección y diagnóstico de fallas mediante técnicas de inteligencia artificial, un estado del arte, 2016

5.7.1.4 Calidad de los Datos. La eficacia de cualquier modelo de IA depende de la calidad de su data de integridad:

- Datos de Inspección en Línea (ILI): Resultados de MFL (Fuga de Campo Magnético) o UT (Ultrasonido) bien limpios y etiquetados, con coordenadas geográficas precisas.
- Datos Operacionales: Registros completos y consistentes de presión, temperatura, y caudal (típicamente desde SCADA).
- Historial de Fallas: Un registro detallado de todas las fallas o incidentes previos, sus causas y las fechas de intervención.

El ML combina estos datos heterogéneos para crear modelos predictivos robustos, permitiendo un cambio del mantenimiento reactivo/basado en el tiempo al mantenimiento predictivo basado en la condición.

5.7.2 Herramientas de inteligencia artificial para riesgos empresariales

En la Tabla 28, se detalla cómo las capacidades de la IA se alinean con cada componente del marco COSO, proporcionando propuestas concretas:

Tabla 28.

Capacidades de la IA para alineación con metodología COSO

Componente COSO	Objetivo Clave	Propuesta de Herramienta de IA
Ambiente de Control	Establecer el tono ético y la estructura de gobierno.	PLN en Políticas y Códigos: Uso de PLN para analizar el sentimiento y la consistencia del lenguaje en políticas internas, verificando la claridad de los mensajes éticos y su alineación con la cultura corporativa.
Evaluación de Riesgos	Identificar y analizar los riesgos para el logro de los objetivos.	Detección de Riesgos Emergentes (<i>Machine Learning</i>): Algoritmos de ML que analizan datos no estructurados (noticias, redes sociales, informes regulatorios) y datos internos (transacciones, logs de TI) para identificar patrones anómalos o riesgos emergentes (p. ej., fraude, riesgos de la cadena de suministro) antes de que se materialicen. Priorización y Puntuación de Riesgos (ML): Modelos predictivos que calculan la probabilidad e impacto de un riesgo con base en datos históricos y factores de contexto, permitiendo una puntuación de riesgo en tiempo real más precisa que las matrices estáticas.
Actividades de Control	Políticas y procedimientos que mitigan los riesgos.	Monitoreo Continuo de Controles (ML/RPA): Herramientas de Automatización Robótica de Procesos (RPA) y ML que prueban automáticamente la eficacia de los controles clave (p. ej., revisar que la segregación de funciones se aplique en sistemas de acceso) e identifican fallas en los controles sin intervención humana. Control de Acceso Basado en Riesgo (IA): Sistemas que ajustan dinámicamente los permisos de acceso de los usuarios en sistemas críticos según su perfil de riesgo detectado por la IA.

Componente COSO	Objetivo Clave	Propuesta de Herramienta de IA
Información y Comunicación	Capturar y comunicar la información relevante.	Resumen de Riesgos (IA Generativa/PLN): Herramientas que procesan automáticamente grandes volúmenes de informes de auditoría o documentos regulatorios y generan resúmenes ejecutivos concisos sobre el estado del riesgo para el Consejo de Administración.
Actividades de Monitoreo	Evaluar la calidad del desempeño del control interno a lo largo del tiempo.	Auditoría Continua (Machine Learning): Plataformas que rastrean indicadores clave de riesgo (KRI) y de rendimiento (KPI) en tiempo real, utilizando ML para identificar tendencias o desviaciones que señalen una debilidad en el control interno, activando alertas automáticas e inteligentes. Optimización del Marco (ML): El ML aprende de la efectividad de las mitigaciones pasadas y sugiere ajustes óptimos en el marco de riesgo para el próximo ciclo de planificación.

Nota. Artículo *Applying COSO ERM framework principles to AI* - informe oficial de COSO, 2021

- Consideraciones Clave (Gobernanza de la IA)

Al implementar estas herramientas, es crucial abordar la gobernanza de la IA, un tema que el mismo COSO ha reconocido:

- Riesgo Algorítmico: Asegúrese de que los modelos de IA sean transparentes, explicables y estén libres de sesgos para evitar que la herramienta de gestión de riesgos introduzca nuevos riesgos éticos o de cumplimiento.

- Calidad del Dato: La predicción solo es tan buena como los datos que la alimentan. Las herramientas deben incluir módulos para validar y limpiar la data de riesgo de manera continua.

5.8 Definición de planes de respuesta

Para la administración de riesgos materializados se hace indispensable establecer los requisitos que deben ser implementados y desarrollados para asegurar la gestión integral de emergencias en la regional, con el fin de proteger y salvaguardar la salud y la vida y evitar o minimizar las afectaciones sobre el medio ambiente, bienes e infraestructura.

Todos los procedimientos, lineamientos y directrices que se definen en la respuesta de emergencias son aplicables a las Instalaciones industriales y no industriales donde se desarrollan sus operaciones, proyectos y actividades.

En el marco de este alcance se presenta en el Anexo J, la estructura detallada de los planes de respuesta a emergencia y contingencia que permitan no solo dar cumplimiento a lo establecido en la legislación nacional colombiana, sino a los requerimientos internos de Ecopetrol S.A. S.A., los cuales están definidos en el documento corporativo HSE-G-044 Guía para la gestión integral de emergencias en Ecopetrol S.A.

5.9 Articulación institucional con grupos internos y externos

Para el desarrollo de estos procesos de articulación es importante resaltar los conceptos de plan de ayuda mutua y acuerdo de cooperación, los cuales soportan el desarrollo de apoyos internos (entre unidades de negocio de Ecopetrol S.A.) y externos (entidades publico privadas del sector industrial) (Fuente: Instructivo para suscripción de planes de ayuda mutua y acuerdo de cooperación para la respuesta a emergencias en Ecopetrol S.A. - HSE-I-109):

- Planes de Ayuda Mutua (PAM):

Los Planes de Ayuda Mutua se constituyen en convenios de carácter privado, voluntario, autónomo, recíproco y participativo, establecidos para prestar asistencia coordinada, oportuna y recíproca de recursos técnicos y/o humanos definidos en inventarios preestablecidos, que pueden ser suscritos entre las Gerencias Operativas de Ecopetrol S.A. con otra(s) Empresa(s) del sector Hidrocarburos pertenecientes o no al Grupo Ecopetrol S.A. o aquellas del sector industrial que puedan compartir riesgos similares relacionados con sus operaciones o actividades y que se encuentran ubicados en un sector geográfico común o con proximidad geográfica donde sea posible la asistencia oportuna en condiciones de tiempo y distancia.

- Acuerdo de cooperación:

El Acuerdo de Cooperación se constituye en convenio de carácter privado, autónomo y participativo, establecido para prestar asistencia coordinada y oportuna de recursos técnicos y/o humanos disponibles en el momento de la emergencia, entre las empresas integrantes del Grupo Ecopetrol S.A. independiente de la ubicación o proximidad geográfica. En los casos en que en una ubicación geográfica solo se encuentren empresas del Grupo Ecopetrol S.A. que estén cubiertos por el Acuerdo de Cooperación, no se requiere la suscripción de un Plan de Ayuda Mutua.

Adicional a estos conceptos es importante identificar a las autoridades locales y departamentales bajo la red de la UNGR a diferentes actores que permiten soportar escenarios articulados con las estrategias municipales de respuesta a emergencias (EMRE), dentro de las entidades que están relacionadas para el soporte de atención de emergencias se encuentran:

- Autoridades integrantes de la UNGR:

Bomberos, cruz roja, ejército, policía nacional, armada, nacional, DIMAR, defensa civil, autoridades ambientales, alcaldía

- Otras entidades territoriales

Empresas de servicios públicos, CRUE, agremiaciones, fiscalía, entidades esp. Inst. Investigación (incluye ias, IDEAM, organismos nacionales, servicio geológico colombiano), UNGRD

La estructura del modelo de articulación institucional con entidades internas y externas considerara los siguientes elementos para fortalecer los procesos de respuesta:

- Definición de escenarios de desastre y críticos para la operación: Dentro de estos escenarios se relacionarán los expuestos en el Anexo J, componente estratégico, subcomponente alcance: escenarios de emergencia
- Definición de matriz de roles y responsabilidades: estos roles se asignarán a las entidades internas y externas que estén vinculadas a PAM, acuerdos de cooperación o que hagan parte de las áreas territoriales de influencia. Para esta definición se deben tener en cuenta los servicios descritos en el decreto 1868 de 2021.
- Esquema de respuesta y activación: Se definirá un procedimiento de activación y respuesta para articular recursos propios, los que aporten las entidades de PAM y acuerdos de cooperación, así como los incluidos en las EMRE.
- Estructura de decisión: Establecer la estructura de atención de la emergencia, en este caso se propone la estructura de la metodología de Sistema Comando de Incidentes de la OFDA.
- Recursos del protocolo: Cada institución presentara el inventario de los recursos disponibles para la atención de los escenarios identificados como prioritarios.

Los servicios que debe asegurar la UNGR en todos los territorios son los siguientes: Búsqueda y rescate, Salud (APH) y Evacuación, EDAN, Servicios públicos (suministro de agua), Participación y comunicación a grupos de interés, Medios de subsistencia (Alojamiento y

alimentación), Accesibilidad y transporte (traslados aéreos, fluvial, marítimo), Seguridad pública, Control de la fuente/evento, Contención y recuperación de la sustancia en cuerpos de agua y tierra, Protección de recursos sensibles, Atención a fauna y flora impregnada, uso de dispersantes costa afuera, Quema controlada in situ, Evaluación de limpieza de costas (SCAT), riberas de ríos y en tierra, Gestión de los residuos, Evaluación económica, Seguimiento, vigilancia, modelamiento, visores y visualización (TI), Soporte legal, Soporte financiero, Soporte manejo de información (bases de datos - cartografía) y Soporte manejo de medios.

En el Anexo K se presenta la estructura del Protocolo de articulación de estrategias de respuesta empresariales con estrategias municipales de respuesta EMRE basado en la propuesta anteriormente presentada.

5.10 Definición de indicadores de medición y monitoreo

El análisis de los indicadores de medición y monitoreo se amplía a continuación, integrando las fases de administración de riesgos (conocimiento, reducción y manejo) detalladas en el numeral 5.3, junto con los aspectos operativos y tecnológicos de los numerales 5.6 al 5.9

Indicadores de la Fase de Conocimiento del Riesgo

Esta fase es la base del modelo y requiere indicadores que midan la calidad de la identificación y evaluación:

- Cobertura de Identificación de Riesgos: Porcentaje de escenarios de riesgo (naturales, tecnológicos, sociales) identificados frente al inventario total de activos de la Regional Central.

- Precisión de la Valoración (QRA vs. RAM): Nivel de concordancia entre las evaluaciones cualitativas (Matriz RAM) y los estudios cuantitativos (QRA) para escenarios de alta consecuencia.

- Actualización del Perímetro de Efecto: Frecuencia de actualización de las áreas de afectación y censos de elementos potencialmente expuestos (asentamientos, infraestructura pública).

Indicadores de la Fase de Reducción del Riesgo

Se centran en la eficacia de las intervenciones para disminuir la vulnerabilidad:

- Efectividad de Barreras (Diagramas de Corbatín): Porcentaje de barreras preventivas y de mitigación que superan las pruebas de operatividad y suficiencia (LOPA).

- Índice de Intervención Prospectiva: Cumplimiento de los requisitos de diseño y planeación en actividades nuevas para evitar la creación de futuros riesgos.

- Tasa de Mitigación Correctiva: Reducción porcentual del nivel de riesgo residual tras la implementación de medidas en instalaciones existentes.

Indicadores de Monitoreo y Análisis Predictivo

El modelo propone pasar de métricas estáticas a un monitoreo dinámico basado en datos:

- Puntuación de Riesgo en Tiempo Real (IA): Variación de la probabilidad e impacto calculada por algoritmos de *Machine Learning* basados en datos operativos (SCADA) y de integridad (ILI).

- Confiabilidad de la Data de Integridad: Calidad y precisión de los datos de inspección y registros de fallas que alimentan los modelos predictivos.

- Alertas Tempranas de Continuidad Operativa: Número de eventos detectados preventivamente mediante el análisis de *big data* antes de su materialización.

Indicadores de Manejo, Respuesta y Articulación

Miden la capacidad de la organización para responder y coordinar con terceros:

- Disponibilidad de Recursos del Protocolo: Porcentaje de cumplimiento del inventario de recursos necesarios para atender los escenarios prioritarios definidos en los Planes de Emergencia y Contingencia (PEC).
- Eficacia de la Articulación Institucional (EMRE): Nivel de integración y respuesta coordinada con entidades externas (UNGRD, alcaldías) durante simulacros o eventos reales.
- Índice de Cumplimiento de Lecciones Aprendidas: Proporción de recomendaciones derivadas de investigaciones de incidentes que han sido incorporadas efectivamente en el ciclo de mejora continua.

Indicadores de Desempeño Global

Miden el desempeño en términos de resultados, evidenciando las pérdidas que se generan ante la materialización de riesgos

- IF y TRIF: Indicadores tradicionales de frecuencia de lesiones y accidentes para medir la seguridad industrial y salud ocupacional.
- Nivel de Riesgo Empresarial (COSO): Monitoreo de variables exógenas como la volatilidad del precio del barril (USD/BARRIL) y cambios regulatorios que afectan la rentabilidad.
- Cumplimiento del Plan de Auditoría de Riesgos: Porcentaje de revisiones periódicas ejecutadas con enfoque en la gestión del riesgo.

5.11 Estructura de esquemas de reporte

Para el modelo de gestión integral de riesgos de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., se propone la siguiente estructura de esquema de reporte, diseñada para satisfacer tanto las necesidades estratégicas de la alta gerencia como las obligaciones legales ante las autoridades colombianas bajo el marco del Decreto 2157 de 2017.

Reporte Estratégico a la Vicepresidencia (Frecuencia Trimestral/Semestral)

Este reporte se enfoca en la toma de decisiones basada en datos predictivos y el desempeño global del modelo.

- Resumen Ejecutivo de Exposición al Riesgo: Consolidado de los riesgos prioritarios identificados en las gerencias (GCT, GRM, GTA) mediante la matriz RAM y estudios QRA.
- Tablero de Indicadores Predictivos (IA): Visualización de alertas de fallas futuras en infraestructura y tendencias de integridad de activos generadas por modelos de *Machine Learning*.
- Desempeño Financiero del Riesgo: Impacto de la volatilidad del precio del barril y variaciones en el margen EBITDA regional frente a los costos de levantamiento.
- Estado de la Reducción del Riesgo: Avance en la implementación de barreras estructurales (sistemas instrumentados, protección contra corrosión) y no estructurales (procedimientos de prearranque).
- Efectividad de la Articulación: Resultados de simulacros conjuntos y estado de los Planes de Ayuda Mutua (PAM) con otras unidades de negocio.

Entregables:

- Tablero de Control de Riesgos Prioritarios: Visualización de los escenarios con mayores consecuencias e impactos (personas, medio ambiente, financiero, reputacional) evaluados mediante la matriz RAM y estudios QRA.
- Informe de Tendencias Predictivas (IA): Reporte de alertas tempranas sobre fallas futuras en infraestructura y necesidades de mantenimiento preventivo generadas por modelos de *Machine Learning*.
- Certificado de Eficacia de Barreras: Análisis de la disponibilidad y suficiencia de las capas de protección (LOPA) y barreras de los diagramas de corbatín.

Responsables:

- Líder de gestión de riesgos: Consolidación y análisis de datos de cada gerencia (GCT, GRM, GTA)
- Líder de integridad (Ingeniería): Generación de modelos predictivos y validación de la calidad de los datos

Reporte a Entidades Gubernamentales (Según Requerimiento Legal)

Estructurado para cumplir con el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SNGRD) y autoridades sectoriales.

A la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD):

- Actualización del PGRDEPP: Reporte anual de los Planes de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas.
- Inventario de Capacidades: Disponibilidad de recursos para búsqueda, rescate, salud y control de fuentes en caso de desastre.

A Autoridades Ambientales (ANLA / Corporaciones Autónomas):

- Reportes de eventos ambientales en VITAL: Reportes de eventos ambientales asociados a derrames o emisiones fuera de parámetro dentro de las 24 horas de ocurrido el incidente. Esquema de flujo de información inmediato ante la materialización de un riesgo.

- Cumplimiento del Plan de Contingencia (PEC): Reporte de incidentes de pérdida de contención, medidas de mitigación aplicadas y estado de la fauna/flora en áreas de influencia.

- Modelaciones de Afectación: Entrega de resultados de software PHAST sobre áreas de impacto potencial por incendio o explosión.

A la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) / Ministerio de Minas:

- Continuidad Operativa: Reporte sobre la estabilidad de la producción y gestión de riesgos que puedan afectar el suministro energético nacional.

- Flash Report: Comunicación inicial en las primeras horas tras un incidente mayor (según HSE-G-044).

- Informe de Investigación de Incidentes: Análisis de causas raíz y lecciones aprendidas para ser integradas en el ciclo de mejora continua.

- Reporte de Articulación EMRE: Activación del Protocolo de Articulación de Estrategias de Respuesta con los Consejos Municipales (CMGRD).

Reporte de Cumplimiento Normativo (Entidades Gubernamentales)

Estructurado para cumplir con los requisitos del Decreto 2157 de 2017 y otras normativas sectoriales.

Entregables:

- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres (PGRDEPP): Documento técnico que identifica y prioriza acciones de conocimiento y reducción del riesgo para las instalaciones.

- Actualización de Planes de Emergencia y Contingencia (PEC): Reporte anual a la UNGRD y autoridades ambientales sobre la capacidad de respuesta y recursos disponibles.
- Mapas de Amenazas y Áreas de Afectación: Resultados de modelaciones PHAST que definen el alcance potencial de eventos de incendio, explosión o nubes inflamables.

Responsables:

- Coordinador HSE Regional: Asegurar la alineación con los lineamientos del Ministerio de Minas, ANLA y UNGRD.
- Profesionales de Entorno y Planeación: Reporte de la articulación institucional con Consejos Municipales (CMGRD) y comunidades.

Reporte de Articulación y Manejo de Crisis (Operativo e Interinstitucional)

Enfocado en la coordinación efectiva para el manejo de desastres y la recuperación.

Entregables:

- Protocolo de Articulación Empresarial (EMRE): Documento que formaliza la respuesta coordinada con estrategias municipales.
- Inventario de Recursos de Ayuda Mutua (PAM): Listado actualizado de equipos y personal disponible mediante convenios con otras operadoras o entidades.
- Informe de Lecciones Aprendidas: Análisis post-incidente para alimentar el ciclo de mejora continua y prevenir la recurrencia.

Responsables:

- Jefes de Operaciones / Plantas: Responsables de la ejecución de los protocolos de respuesta en sitio.
- Gestores de Responsabilidad Social: Comunicación con grupos de interés y manejo del impacto social y reputacional

Reporte de Seguimiento y Monitoreo Continuo (Control Interno)

Orientado a verificar que la gestión sea dinámica y no estática.

Entregables:

- Matriz de Seguimiento a Medidas de Reducción: Estado de avance de intervenciones correctivas y prospectivas (estructurales y no estructurales).
- Reporte de Auditoría de Riesgos: Hallazgos de revisiones periódicas sobre la efectividad del sistema de gestión integral.

Responsables:

- Auditores Internos de Riesgo: Verificación independiente del cumplimiento del modelo.
- Dueños de Riesgo (Gerentes de Activo): Responsables finales por el monitoreo de los indicadores en sus respectivas áreas.

5.12 Medidas de mejoramiento continuo

Para mejorar el desempeño del modelo de gestión integral de riesgos propuesto para la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., se definen las siguientes medidas de mejoramiento continuo. Estas medidas se estructuran bajo un enfoque de innovación y proactividad, buscando que el modelo no sea estático, sino que evolucione con el entorno operativo y tecnológico.

Fortalecimiento Tecnológico y de Datos (Innovación)

Para transitar de una gestión reactiva a una predictiva, se deben implementar las siguientes acciones estructurales:

- Aseguramiento de la Calidad del Dato (Data Governance): Implementar protocolos estrictos para la limpieza y etiquetado de datos de inspección en línea (ILI), registros de SCADA e historial de fallas, garantizando coordenadas precisas y consistencia para alimentar los modelos de *Machine Learning*.

- Despliegue de Algoritmos de Detección Temprana: Integrar herramientas de IA que analicen datos no estructurados (noticias, informes regulatorios) y datos internos para identificar riesgos emergentes, como fraudes o fallas en la cadena de suministro, antes de su materialización.

- Monitoreo Continuo de Controles (RPA): Automatizar mediante *Robotic Process Automation*, la prueba de eficacia de los controles clave, permitiendo detectar debilidades en el sistema sin intervención humana constante.

Mejora en la Fase de Conocimiento y Evaluación

El modelo debe profundizar en la precisión de sus diagnósticos, mediante estas dos practicas:

- Integración RAM - QRA: Establecer como estándar la validación de los resultados cualitativos de la matriz RAM con los estudios cuantitativos (QRA), especialmente para escenarios de alta consecuencia (incendios, explosiones), reduciendo así el sesgo del criterio experto.

- Actualización Dinámica del Contexto: Implementar revisiones semestrales del contexto externo (cambios demográficos, presión ambiental y social) y su impacto en las áreas de afectación modeladas, para ajustar los Planes de Emergencia y Contingencia (PEC).

Optimización de la Reducción del Riesgo (Intervención)

Medidas enfocadas en garantizar la sostenibilidad y eficacia de las barreras:

- Gestión de la Salud de las Barreras: Implementar un sistema de auditoría continua para los diagramas de corbatín (*Bow-Tie*), con el fin de detectar y corregir la degradación de las barreras preventivas y de mitigación antes de que ocurra un evento límite.

- Estandarización de la Intervención Prospectiva: Obligar a que todo proyecto o actividad nueva incluya desde su diseño un análisis de riesgos basado en tendencias de mercado y restricciones del ordenamiento territorial (POT), evitando la creación de nuevos riesgos.

Aprendizaje Organizacional y Cultura

Convertir las experiencias en activos de conocimiento:

- Ciclo de Lecciones Aprendidas: Institucionalizar un proceso donde los hallazgos de la investigación de incidentes y accidentes se traduzcan en cambios inmediatos en los estándares operativos y se comuniquen a toda la regional para prevenir recurrencias.

- Protocolos de Articulación "Vivos": Realizar simulacros de escritorio y de campo bajo el esquema EMRE, evaluando no solo la respuesta técnica sino la efectividad de la coordinación institucional con alcaldías y la UNGRD.

Esquema de Rendición de Cuentas

- Rendición de Cuentas por Incumplimiento: Establecer un sistema de seguimiento a nivel gerencial que penalice el incumplimiento de los planes de acción definidos para reducir el riesgo, asegurando que la gestión del riesgo sea parte de los objetivos de desempeño individual.

Para asegurar un cumplimiento robusto y proactivo ante las entidades gubernamentales (UNGRD, ANLA, Ministerio de Minas y Energía, entre otras), se proponen las siguientes medidas de mejoramiento continuo estructurales. Estas medidas complementan la innovación tecnológica y operativa previamente descrita, enfocándose en la gobernanza regulatoria y la transparencia institucional:

Sistema de Vigilancia Normativa Automatizada

Dada la complejidad del marco legal en Colombia (Ley 1523 de 2012, Decreto 2157 de 2017), el cumplimiento no puede ser manual.

- Medida: Implementar un software de "Matriz Legal Dinámica" que rastree en tiempo real cambios en la normativa de Gestión del Riesgo de Desastres (GRD).
- Objetivo: Asegurar que los Planes de Gestión del Riesgo (PGRDEPP) se actualicen automáticamente ante nuevos requisitos técnicos de la UNGRD, evitando sanciones por extemporaneidad o desactualización de metodologías.

Programa de Auditorías Cruzadas de "Debida Diligencia"

Más allá de las auditorías internas estándar, se requiere una visión que anticipe los hallazgos de los entes de control.

- Medida: Realizar auditorías de "simulacro de inspección" utilizando expertos externos que hayan actuado como evaluadores gubernamentales.
- Objetivo: Verificar que la documentación técnica (estudios de integridad, modelaciones PHAST, planes de contingencia) cumpla con los estándares de rigor exigidos por la ANH y la ANLA antes de las visitas oficiales.

Institucionalización del Modelo de Articulación EMRE

El modelo resalta la importancia de la articulación empresarial con las estrategias municipales.

- Medida: Crear Mesas Técnicas Permanentes de Riesgo con los Consejos Municipales de Gestión del Riesgo (CMGRD) en las zonas de influencia de la Regional Central.
- Objetivo: Garantizar que el protocolo de respuesta presentado en el Anexo K no sea solo un documento, sino una práctica validada con las autoridades locales, asegurando que los

recursos institucionales y empresariales estén sincronizados en el Sistema de Información para la Gestión del Riesgo (SIGMA).

Reporte de Sostenibilidad y Riesgos bajo Estándares Internacionales (GRI/SASB)

El cumplimiento gubernamental hoy se vincula estrechamente con la transparencia social y ambiental.

- Medida: Alinear los reportes de riesgos operativos con los estándares internacionales de reporte (GRI), incluyendo indicadores de impacto en biodiversidad y comunidades.
- Objetivo: Facilitar la obtención de licencias ambientales y permisos operativos al demostrar que el modelo de riesgo de Ecopetrol S.A. supera los mínimos legales y se alinea con las mejores prácticas globales.

Fortalecimiento del "Expediente Maestro de Riesgos"

Para responder eficazmente a requerimientos de información de entes de control.

- Medida: Estructurar un repositorio digital centralizado (Data Room) que contenga la evidencia de cumplimiento de cada barrera de seguridad identificada en los diagramas de corbatín (*Bow-Tie*).
- Objetivo: Reducir los tiempos de respuesta ante requerimientos de la Procuraduría o la Contraloría, proporcionando trazabilidad técnica inmediata sobre cómo se están previniendo desastres tecnológicos en la infraestructura de transporte y producción.

Capacitación Certificada para "Dueños de Riesgo"

- Medida: Programa de certificación obligatoria en normativa SNGRD para todos los gerentes de activo y jefes de planta.

- Objetivo: Garantizar que los líderes operativos comprendan su responsabilidad legal frente al Decreto 2157, asegurando que las decisiones de inversión en mantenimiento prioricen el cumplimiento normativo.

Estas medidas aseguran que el modelo no solo sea innovador desde la ingeniería y la IA, sino que sea legalmente blindado, reduciendo el riesgo jurídico y reputacional de la Vicepresidencia Regional Central.

6. Resultados

Basado en el desarrollo del modelo de gestión de riesgos propuesto para la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., se evidencia que el análisis de resultados debe centrarse en la eficacia del modelo integral para transformar la gestión de riesgos de una postura reactiva a una preventiva e innovadora, frente a esto se logra identificar que el modelo propuesto fortalece la gestión en tres ejes fundamentales:

- *Integración de Marcos Normativos y Metodológicos*

Se logró la integración de marcos internacionales como ISO 31000 (gestión de riesgos) y COSO ERM (gestión de riesgos empresariales) con la normativa nacional colombiana, específicamente el Decreto 2157 de 2017.

El modelo permite que el riesgo no se gestione de forma aislada, sino bajo una visión integral que abarca las dimensiones operacional, financiera y ambiental, logrando un enfoque sistémico

- *Identificación y Categorización de Riesgos Críticos*

Se realizó un diagnóstico integral en las gerencias de la Regional Central (GCT, GRM, GTA), permitiendo categorizar los riesgos en exógenos (fuera del control de la organización) y endógenos (internos).

Mediante el uso de herramientas como el Análisis Cuantitativo de Riesgos (QRA) y modelaciones PHAST, se obtuvieron datos precisos sobre áreas de afectación por incendios, explosiones y nubes inflamables.

Se generaron resultados sobre los isocontornos de riesgo, definiendo la frecuencia anual de fatalidad potencial para individuos en el entorno de las actividades industriales.

- *Innovación y Transformación Digital*

Se incorporaron propuestas de Machine Learning para la predicción de condiciones de fallas futuras y la optimización del mantenimiento de infraestructura.

El modelo fortalece la toma de decisiones gerenciales basada en tendencias predictivas obtenidas del análisis de datos masivos, superando el enfoque tradicional basado únicamente en eventos históricos.

Se establecieron criterios de gobernanza para la IA, enfatizando la importancia de la transparencia algorítmica y la calidad del dato para evitar sesgos en la gestión.

- *Fortalecimiento de la Respuesta y la Resiliencia*

Se definieron requisitos para la gestión integral de emergencias con el fin de salvaguardar la vida y minimizar impactos ambientales y en infraestructura.

El desarrollo del proyecto facilitó la creación de protocolos de articulación con grupos internos y externos (como los Consejos Municipales de Gestión del Riesgo) para sincronizar recursos en caso de desastres.

Se estableció un Índice de Cumplimiento de Lecciones Aprendidas para asegurar que las recomendaciones de investigaciones de incidentes se incorporen efectivamente en el ciclo operativo.

- *Optimización de la Toma de Decisiones*

Se diseñó una estructura de reportes trimestrales y semestrales orientada a la alta gerencia, que incluye tableros de indicadores predictivos y resúmenes de exposición al riesgo logrando un esquema de reporte estratégico

El modelo proporciona criterios técnicos para definir inversiones de capital (CAPEX) y gastos operativos (OPEX) basados en la reducción efectiva del riesgo, esto justifica las inversiones y facilita la toma de decisiones

7. Conclusiones

Cumplimiento Normativo y Estratégico: El modelo propuesto cumple con los requisitos del Decreto 2157 de 2017 al integrar los procesos de conocimiento, reducción y manejo del riesgo en la planeación operativa de la regional.

Sostenibilidad y Valor: La gestión proactiva del riesgo reduce la probabilidad de eventos catastróficos, protege la integridad de las personas y el ambiente, y asegura la continuidad del negocio frente a la volatilidad del mercado.

Modelo de Vanguardia: La transición hacia un monitoreo dinámico apoyado en IA posiciona a la Vicepresidencia Regional Central como un referente en innovación aplicada a la seguridad de procesos en el sector Oil & Gas.

Integración Normativa: El modelo logra converger exitosamente marcos internacionales como ISO 31000 y COSO ERM con la normativa nacional colombiana, específicamente el Decreto 2157 de 2017.

Enfoque Sistémico: La gestión de riesgos deja de ser una actividad aislada para convertirse en un enfoque sistémico que integra las dimensiones operacional, financiera y ambiental.

Priorización Basada en Datos: El uso de herramientas técnicas como el Análisis Cuantitativo de Riesgos (QRA) y modelaciones PHAST permite determinar con precisión áreas de afectación por incendios o explosiones.

Transformación Preventiva: El modelo propuesto permite a la organización transitar de una postura reactiva ante los incidentes a una preventiva e innovadora.

Valor de la Innovación: La incorporación de Inteligencia Artificial (IA) y Machine Learning es fundamental para la predicción de fallas futuras y la optimización del mantenimiento de activos.

Identificación de Riesgos Críticos: El diagnóstico integral en las gerencias (GCT, GRM, GTA) permitió categorizar riesgos exógenos (fuera del control de la empresa) y endógenos (internos) de manera clara.

Toma de Decisiones Informada: El análisis de datos masivos (big data) fortalece la toma de decisiones gerenciales basada en tendencias predictivas y no solo en registros históricos.

Relevancia de la Seguridad de Procesos: Se destaca que la omisión de la gestión de riesgos en la industria Oil & Gas puede conducir a eventos catastróficos, como lo demuestra el caso histórico de Lisama 158.

Sostenibilidad y Reputación: Una gestión integral es vital para reducir la brecha reputacional y responder a las crecientes exigencias de los grupos de interés y comunidades.

8. Recomendaciones

Estandarización de la metodología QRA: Generalizar el uso de Análisis Cuantitativo de Riesgos (QRA) para todos los escenarios de alta consecuencia identificados en la matriz RAM, asegurando que las decisiones de inversión (CAPEX/OPEX) se basen en niveles de riesgo numéricos y criterios ALARP.

Gobernanza de Datos: Implementar un protocolo estricto de calidad del dato para alimentar los modelos de IA, garantizando que la información de inspección (ILI) y sensores (SCADA) sea íntegra y oportuna.

Fortalecimiento de la Articulación: Realizar ejercicios de mesa y simulacros bajo el esquema EMRE para validar el protocolo de articulación con los Consejos Municipales de Gestión del Riesgo (CMGRD).

Cultura de Riesgos: Capacitar de manera continua al personal en el uso de nuevas herramientas tecnológicas y en la interpretación de indicadores prospectivos para fomentar una cultura de reporte y prevención.

Calidad del Dato: Implementar módulos continuos de validación y limpieza de datos, ya que la capacidad predictiva del modelo depende directamente de la calidad de la información ingresada.

Monitoreo de Barreras: Realizar revisiones continuas del "estado de salud" de las barreras de prevención y mitigación (diagramas de corbatín) para evitar su degradación.

Mesas Técnicas Permanentes: Crear espacios de trabajo constante con los Consejos Municipales de Gestión del Riesgo (CMGRD) para sincronizar los protocolos de respuesta con las autoridades locales.

Certificación de Líderes: Implementar un programa de certificación obligatoria en normativa SNGRD para gerentes de activos y jefes de planta ("Dueños de Riesgo").

Repositorio Digital (Data Room): Estructurar un "Expediente Maestro de Riesgos" digital que centralice las evidencias de cumplimiento de las barreras de seguridad ante entes de control.

Reportes bajo Estándares GRI: Alinear los informes de riesgos operativos con estándares internacionales de sostenibilidad (GRI/SASB) para facilitar la obtención de licencias ambientales.

Incorporación de Lecciones Aprendidas: Asegurar que las recomendaciones derivadas de investigaciones de incidentes se integren efectivamente en el ciclo de mejora continua mediante indicadores de cumplimiento.

Fomento de la Cultura Preventiva: Fortalecer la cultura de aseguramiento de procesos en todos los niveles (gerencial, táctico y operativo) para que la gestión de riesgos sea parte del ADN organizacional.

Referencias bibliográficas

- American Petroleum Institute (API). (2016). *API RP 580: Risk-Based Inspection (RBI)*.
- American Petroleum Institute (API). (2021). *API RP 754: Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries*.
- American Petroleum Institute (API). (s.f.). *API RP 754: Process Safety Performance Indicators or the Refining and Petrochemical Industries*.
- Center for Chemical Process Safety (CCPS). (2008). *Guidelines for Hazard Evaluation Procedures*.
- Center for Chemical Process Safety (CCPS). (s.f.). *Guidelines for Hazard Evaluation Procedures*.
- Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). (2021). *Applying COSO ERM framework principles to Artificial Intelligence*.
- Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). (2021). *Applying COSO ERM Framework Principles to Artificial Intelligence*.
- Congreso de la República de Colombia. (2012). *Ley 1523: Por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres*.
- ECOPETROL S.A.(s.f.). *GHS-G-035 Guía Matriz de Valoración de Riesgos (RAM)*..
- ECOPETROL S.A.(s.f.). *HSE-G-022 Guía para el Análisis de Consecuencias y Riesgo Cuantitativo (QRA)*..
- Ecopetrol S.A.(s.f.). *HSE-G-044: Guía para la gestión integral de emergencias en Ecopetrol S.A.*
- Ecopetrol S.A.(s.f.). *HSE-I-109: Instructivo para suscripción de Planes de Ayuda Mutua (PAM) y Acuerdo de Cooperación para la respuesta a emergencias en Ecopetrol S.A.*

International Organization for Standardization (ISO). (2018). *ISO 31000: Risk management — Guidelines*.

International Organization for Standardization (ISO). (2019). *ISO/IEC 31010:2019 Risk management — Risk assessment techniques*.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2018). *Resolución 1402 de 2018: Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Plan de Gestión del Riesgo para el Manejo de Vertimientos (PGRV)*.

Ministerio de Minas y Energía. (2023). *Guía para la identificación, análisis y evaluación de riesgo de desastre en el sector minero energético VI*.

Ministerio de Trabajo. (2021). *Decreto 1347 de 2021: Por el cual se adiciona el Capítulo 12 al Título 4 de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1072 de 2015, relativo al Programa de Prevención de Accidentes Mayores (PPAM)*.

OGP (International Association of Oil & Gas Producers). (2010). *Risk Assessment Data Directory*.

Presidencia de la República de Colombia. (2017). *Decreto 2157: Por el cual se reglamenta el artículo 42 de la Ley 1523 de 2012*.

Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD). (2021). *Guía Técnica para la formulación del PGRDEPP*.

Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD). (2017). *Guía metodológica para la elaboración de Planes de Emergencia y Contingencia (PEC)*.

Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD). (2021). *Guía técnica para la formulación de los Planes de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)*.