

Análisis de riesgos operacionales en el manejo de condensado y gas asociado en facilidades  
de producción de hidrocarburos livianos en Colombia

Mary Paz Diaz Montalvo

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Especialista en Ingeniería de Producción de  
Hidrocarburos

Director

Harving Diaz Consuegra

Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas con Énfasis en Gerencia

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Especialización en Ingeniería de Producción  
Bucaramanga

2026

**Tabla de contenido**

	Pág.
Introducción .....	8
1. Objetivos .....	10
1.1. Objetivo general .....	10
1.2. Objetivos específicos .....	10
2. Metodología .....	11
2.1. Etapa 1. Identificación de amenazas y riesgos operacionales.....	11
2.1. Etapa 2. Análisis cualitativo de las causas de los riesgos.....	11
2.2. Etapa 3. Análisis de incidentes operacionales en el contexto colombiano .....	12
2.3. Etapa 4. Formulación de recomendaciones para la gestión del riesgo operacional.....	13
3. Identificación de amenazas y riesgos asociados al manejo de condensado y gas asociado. ....	13
3.1. Riesgo y amenaza en facilidades de producción.....	14
3.2. Amenazas y riesgos asociados al manejo de condensado y gas asociado. ....	15
4. Análisis cualitativo de las causas de los riesgos identificados en las facilidades de producción.20	
4.1. Clasificación de las causas de los riesgos identificados .....	21
4.1.1. Causas técnicas .....	21
4.1.2. Causas operacionales .....	22
4.1.3. Causas humanas .....	22
4.1.4. Causas organizacionales .....	23
4.2. Análisis de frecuencia y gravedad de consecuencias de las causas identificadas.....	25
4.2.1. Frecuencia de ocurrencia .....	25
4.2.2. Gravedad de las consecuencias .....	28
4.2.3. Matriz cualitativa de priorización de causas .....	29
5. Incidentes operacionales en Colombia reportados al ANLA.....	31
5.1. Metodología para el análisis de incidentes .....	32
5.1.1. Recolección y depuración de la información.....	32
5.1.2. Extracción de variables técnicas .....	33
5.1.3. Clasificación según tipo de riesgos.....	33
5.1.4. Análisis causal .....	33

5.1.5. Evaluación de barreras y contextualización.....	34
5.2. Criterios de selección de casos .....	34
5.2.1. Criterio 1: tipo de fluido. ....	34
5.2.2. Criterio 2: instalación en la que ocurre el incidente. ....	35
5.2.3. Criterio 3: Relevancia técnica del evento .....	35
5.3. Análisis de contingencias reportadas ante la ANLA .....	35
5.3.1. Caso 1 – Pérdida de contención en tanque.....	36
5.3.2. Caso 2 – Derrame de condensado durante operación de trasiego.....	39
5.3.3. Caso 3 – Derrame de condensado durante operación de recirculación .....	42
5.3.4. Caso 4 – Emisión de gas natural por pitting .....	45
5.3.5. Caso 5 – Emisión de gas por pérdida de contención en línea de transporte entre estaciones.....	48
6. Recomendaciones para el fortalecimiento de la gestión del riesgo operacional en facilidades de producción de hidrocarburos livianos en Colombia. ....	53
6.1. Fortalecimiento de la gestión de integridad de las instalaciones .....	54
6.2. Mejora en el control operacional de las facilidades de producción. ....	55
6.3. Mejora en la calidad de los reportes de contingencia ambiental .....	56
Conclusiones .....	60
Referencias bibliográficas.....	62

**Lista de tablas**

Tabla 1. Identificación de amenazas y riesgos operacionales asociados al manejo de condensado y gas asociado. ....	19
Tabla 2. Clasificación cualitativa de incidentes según el tipo de causa identificada.....	24
Tabla 3. Principales factores causales asignados a los eventos tipo 1 (más severos).....	26
Tabla 4. Casos seleccionados para análisis causal y verificación de criterios metodológicos. ....	36
Tabla 5. Evaluación de barreras de seguridad caso 1. ....	38
Tabla 6. Evaluación de barreras de seguridad caso 2. ....	41
Tabla 7. Evaluación de barreras de seguridad caso 3. ....	44
Tabla 8. Evaluación de barreras de seguridad caso 4. ....	47
Tabla 9. Evaluación de barreras de seguridad caso 5. ....	50
Tabla 10. Comparación de los casos analizados.....	51

**Lista de Figuras**

Figura 1..... 30

## Resumen

**Título:** Análisis de riesgos operacionales en el manejo de condensado y gas asociado en facilidades de producción de hidrocarburos livianos en Colombia\*

**Autor:** Mary Paz Diaz Montalvo\*\*

**Palabras clave:** riesgo operacional, pérdida de contención, barreras de seguridad, facilidades de producción, condensado.

### Descripción:

Las facilidades de producción de hidrocarburos se caracterizan por ser entornos operacionales complejos donde se realizan procesos de separación, manejo y almacenamiento de fluidos como el condensado y el gas asociado, los cuales representan riesgos operacionales significativos, debido a la inflamabilidad y volatilidad de estos fluidos. En este contexto, la presente monografía tiene como objetivo analizar los riesgos operacionales asociados al manejo de condensado y gas asociado en facilidades de producción de hidrocarburos livianos en Colombia.

La investigación se desarrolló mediante un enfoque cualitativo basado en revisión documental de literatura técnica e informes internacionales de seguridad de procesos, así como en el análisis de incidentes reportados ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) a través del sistema VITAL. A partir de esta información se identificaron las principales amenazas y riesgos, se clasificaron las causas de los incidentes en categorías técnicas, operacionales, humanas y organizacionales, y se analizaron casos de pérdidas de contención ocurridas en facilidades de producción en Colombia. Los resultados muestran que la pérdida de contención es uno de los eventos más frecuentes en las facilidades de producción que manejan hidrocarburos livianos, tanto en el contexto internacional como en el nacional. Por otra parte, se evidenció que las causas técnicas asociadas a la integridad de equipos y líneas de flujo son recurrentes y suelen interactuar con causas operacionales y organizacionales que contribuyen a la materialización del riesgo. Finalmente, se concluye que la gestión del riesgo operacional en facilidades de producción requiere un enfoque orientado al fortalecimiento de la integridad de los equipos, el control operacional y la mejora continua de las barreras de seguridad y los procesos organizacionales.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Diaz Consuegra Harving

## Abstract

**Title:** Operational Risk Analysis of Condensate and Associated Gas Management at Light Hydrocarbon Production Facilities in Colombia\*

**Author:** Mary Paz Diaz Montalvo\*\*

**Keywords:** operational risk, loss of containment, safety barriers, production facilities, condensate.

### Description:

Hydrocarbon production facilities are characterized by complex operational environments where processes involving the separation, handling, and storage of fluids such as condensate and associated gas take place; these fluids pose significant operational risks due to their flammability and volatility. In this context, the purpose of this monograph is to analyze the operational risks associated with the handling of condensate and associated gas at light hydrocarbon production facilities in Colombia.

The research was conducted using a qualitative approach based on a review of technical literature and international process safety reports, as well as an analysis of incidents reported to the National Environmental Licensing Authority (ANLA) through the VITAL system. Based on this information, the main threats and risks were identified, the causes of incidents were classified into technical, operational, human, and organizational categories, and cases of containment failures that occurred at production facilities in Colombia were analyzed. The results show that containment failure is one of the most common incidents at production facilities handling light hydrocarbons, both internationally and domestically. Furthermore, it became clear that technical causes related to the integrity of equipment and flow lines are recurrent and often interact with operational and organizational causes that contribute to the materialization of risk.

In conclusion, it is determined that operational risk management at production facilities requires an approach focused on strengthening equipment integrity, operational control, and the continuous improvement of safety barriers and organizational processes.

---

\*Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Diaz Consuegra Harving

## Introducción

Las facilidades de producción de hidrocarburos constituyen entornos operacionales complejos donde se realizan procesos de separación, manejo, almacenamiento y transporte de fluidos como el condensado y el gas asociado a la producción de petróleo. Estos fluidos presentan propiedades fisicoquímicas que incrementan los desafíos operativos, tales como alta volatilidad, inflamabilidad y operación a presiones variables. En este contexto, el manejo de condensado y gas asociado involucra múltiples riesgos, entre los que se incluyen las fallas de integridad, errores de procedimiento, deficiencias en los sistemas de control, así como también factores humanos y amenazas naturales. Estos riesgos pueden materializarse durante operaciones normales, actividades de mantenimiento, arranques y paradas de planta, generando eventos no deseados que afectan directamente la seguridad del personal, continuidad operacional y la protección del medio ambiente.

A nivel internacional, los últimos informes publicados por entidades como la International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) evidencian que los eventos operacionales asociados al manejo de hidrocarburos livianos continúan ocurriendo, lo que ha motivado el desarrollo de estándares, guías y sistemas de gestión orientados a la identificación y control de riesgos en las facilidades de producción. No obstante, la experiencia operacional demuestra que la ocurrencia de incidentes no responde a una única causa, sino a la combinación de condiciones operativas, técnicas y organizacionales que incrementan la exposición al riesgo. Como referencia, ECOPETROL S.A, durante el periodo de enero a octubre del 2025 reportó 149 incidentes de origen operacional y ocasionados por terceros, que causaron afectación ambiental (Ecopetrol, 2025b). Muchos de estos incidentes obedecen a causas técnicas recurrentes que, aunque han sido documentadas, no siempre son abordadas desde una perspectiva preventiva, evidenciando

debilidades en la gestión de riesgos operacionales en Colombia. La ocurrencia de estos eventos genera afectaciones ambientales, pérdidas económicas y compromete la continuidad operacional, lo cual adquiere especial relevancia en un país donde la producción de hidrocarburos livianos representa un componente estratégico para la economía y el abastecimiento energético, además de constituir una fuente importante de ingresos. Por lo anterior, contar con estudios que analicen las causas que favorecen la materialización de riesgos operacionales resulta fundamental para fortalecer la seguridad de procesos y garantizar la sostenibilidad operacional del sector.

En este contexto, la presente monografía tiene como objetivo analizar los riesgos operacionales en el manejo de condensado y gas asociado en las facilidades de producción de hidrocarburos livianos en Colombia, mediante una revisión documental y análisis de incidentes reportados a nivel nacional e internacional. El análisis de esta información permite identificar patrones comunes, comprender las brechas existentes en la gestión operacional actual y plantear recomendaciones orientadas a mejorar la seguridad de procesos en el sector.

## **1. Objetivos**

### **1.1. Objetivo general**

Analizar los riesgos operacionales en el manejo de condensado y gas asociado en las facilidades de producción de hidrocarburos livianos en Colombia.

### **1.2. Objetivos específicos**

Identificar amenazas y riesgos del manejo de condensado y gas asociado a la producción de petróleo en facilidades de producción de campos petroleros.

Analizar las causas más relevantes por frecuencia o gravedad de las consecuencias de los riesgos identificados en las facilidades de producción.

Analizar incidentes operacionales asociados a pérdidas de contención de condensado y gas asociado en Colombia, reportados al ANLA, de acuerdo con los riesgos y causas tipificados en los objetivos anteriores.

Proponer recomendaciones orientadas a mejorar la gestión de riesgos en las facilidades de producción de condensado y gas asociado a la producción de petróleo.

## **2. Metodología**

La presente monografía se desarrolla bajo un enfoque cualitativo, de tipo analítico-descriptivo, orientada al análisis de los riesgos operacionales asociados al manejo de condensado y gas asociado en las facilidades de producción de hidrocarburos livianos en Colombia. La investigación está fundamentada en la revisión documental de información, así como el análisis de incidentes operacionales reportados a nivel nacional e internacional, con el fin de identificar amenazas, riesgos y causas recurrentes asociadas a la operación de facilidades de producción. El estudio se estructuró en cuatro etapas metodológicas, definidas en función de los objetivos específicos planteados.

### **2.1. Etapa 1. Identificación de amenazas y riesgos operacionales**

En la primera etapa, se realiza la identificación de amenazas y riesgos operacionales asociados al manejo de condensado y gas asociado en facilidades de producción. Para ello, se lleva a cabo una revisión de recursos bibliográficos electrónicos disponibles en la universidad, priorizando literatura de carácter técnico-científico y considerando publicaciones de los últimos diez años, tanto a nivel nacional como internacional, así como informes de desempeño de seguridad de procesos publicados por organismos reconocidos. A partir de esta revisión, se identifican las amenazas y riesgos que la bibliografía ha documentado como más relevantes para este tipo de operaciones, los cuales se desarrollan en el capítulo 2 del presente documento.

### **2.2. Etapa 2. Análisis cualitativo de las causas de los riesgos.**

En la segunda etapa se desarrolla un análisis cualitativo de las causas, orientado a identificar los factores que originan los riesgos previamente identificados. Este análisis se basa en la clasificación de los incidentes documentados, con el propósito de identificar patrones recurrentes asociados a fallas de integridad, errores de procedimiento, deficiencias de diseño, operación y

mantenimiento de equipos, así como factores humanos y organizacionales. Las causas se analizan en función de su frecuencia de ocurrencia y de la gravedad de las consecuencias, permitiendo priorizar las causas con mayor impacto en la seguridad operacional. Los resultados de esta etapa se presentan y discuten en el capítulo 3.

### **2.3. Etapa 3. Análisis de incidentes operacionales en el contexto colombiano**

La tercera etapa corresponde al análisis de casos de incidentes operacionales ocurridos en Colombia, relacionados con el manejo de condensado y gas asociado, reportados ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) por medio de la plataforma VITAL durante los últimos años. En esta etapa, los incidentes seleccionados se analizan y se clasifican de acuerdo con los riesgos y causas identificados en las etapas anteriores, con el fin de establecer su relación con los patrones observados a nivel internacional y contextualizar los resultados al entorno operacional colombiano.

El desarrollo de esta etapa se presenta en el capítulo 4, iniciando con la selección de casos relacionados a pérdida de contención de condensado y gas asociado en facilidades de producción disponibles en el sistema VITAL de la ANLA. Adicionalmente, para la selección de los casos se establecieron criterios orientados a garantizar la calidad y pertinencia de la información. Es por ello, que se consideraron únicamente aquellos eventos que contaban con información suficiente para analizar aspectos como: descripción del tipo de fluido involucrado, medidas de contingencia implementada, descripción detallada del evento que permitiera relacionar el incidente con las categorías de riesgos previamente definidas en la investigación.

Como resultado de este proceso, se seleccionaron cinco casos representativos, los cuales contaban con el nivel de detalle necesario en la información reportada para desarrollar el análisis

causal planteado en esta investigación. Cabe resaltar que la selección de los casos no tuvo un propósito estadístico, sino analítico.

#### **2.4. Etapa 4. Formulación de recomendaciones para la gestión del riesgo operacional.**

Finalmente, en la cuarta etapa se formulan recomendaciones orientadas a fortalecer la gestión del riesgo operacional en las facilidades de producción de hidrocarburos livianos, con énfasis en el manejo de condensado y gas asociado.

Estas recomendaciones se elaboran a partir de los hallazgos obtenidos en las etapas previas y están orientadas a la prevención de incidentes, el fortalecimiento de las barreras de control, y la mejora de las prácticas operativas. Los resultados de esta etapa se consolidan en el capítulo 5, seguido de las conclusiones generales de la investigación.

### **3. Identificación de amenazas y riesgos asociados al manejo de condensado y gas asociado.**

En la industria de los hidrocarburos, la gestión del riesgo es imprescindible para garantizar la seguridad del personal, preservar la integridad de las instalaciones, la protección del medio ambiente y la continuidad operacional. Particularmente, las facilidades de producción que manejan condensado y gas asociado presentan condiciones operativas exigentes, relacionadas con temperaturas y presiones altas, volatilidad e inflamabilidad de los fluidos, lo que incrementa la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados.

El análisis de riesgo permite comprender la naturaleza de los eventos que pueden afectar la operación, estimar la probabilidad de ocurrencia, identificar causas y evaluar las consecuencias. De acuerdo con la norma ISO/NTC 31000, el análisis de riesgo implica una evaluación detallada de fuentes de riesgo, consecuencias, probabilidades, escenarios, controles existentes y su

efectividad para anticipar condiciones que puedan comprometer la seguridad de los procesos en las facilidades de producción.(ICONTEC, 2019).

### **3.1. Riesgo y amenaza en facilidades de producción**

La norma ISO 31000 define riesgo como “el efecto de la incertidumbre sobre los objetivos” entendiendo esto como una desviación respecto a lo previsto, ya sea positiva, negativa o ambas. (Escalera Alcázar, et al. 2019). En el ámbito de las facilidades de producción de hidrocarburos, los riesgos se manifiestan principalmente en desviaciones negativas que pueden derivar en incidentes operacionales con consecuencias sobre la seguridad, y el medio ambiente. En las facilidades de producción de hidrocarburos livianos, donde se maneja condensado y gas asociado, pueden presentarse distintos tipos de riesgos. Los riesgos mecánicos están asociados a la integridad de los equipos y sistemas, y se manifiestan comúnmente a través de fallas por corrosión, desgastes o deficiencias en el mantenimiento preventivo, lo que incrementa la probabilidad de pérdidas de contención. Por otro lado, los riesgos operacionales se relacionan con condiciones críticas del proceso, como sobrepresiones, temperaturas elevadas o pérdidas de contención, así como con factores humanos, tales como errores en la ejecución de maniobras, incumplimiento de procedimientos o falta de capacitación del personal. Estos elementos pueden desencadenar eventos graves como incendios, explosiones o liberaciones incontroladas de gas. Finalmente, los riesgos ambientales se vinculan a derrames, emisiones o mal manejo de residuos que generan impactos negativos sobre los ecosistemas cercanos, consecuencias legales y de reputación para las organizaciones.

En el análisis de riesgos uno de los puntos fundamentales es reconocer los elementos o situaciones que pueden dar origen a un evento no deseado, lo que en otras palabras es identificar las amenazas existentes. Según la ISO/IEC 27005, una amenaza se define como “la causa potencial

de un incidente no deseado, que puede resultar en daño para un sistema u organización” (ISO/IEC, 2022). En el caso de las facilidades de producción, las amenazas pueden clasificarse en diversas categorías, como: amenazas por fallas operacionales, las cuales están asociadas a fallas en equipos por deterioro de materiales, operación fuera de los límites establecidos o manipulación inadecuada de válvulas y sistemas de protección. Estas amenazas suelen estar vinculadas a errores humanos, deficiencias en el diseño, en la operación o en el mantenimiento de las instalaciones. Adicionalmente, se presentan amenazas externas, relacionadas con la acción de terceros, los cuales generan daños mediante sabotaje, robo y vandalismo; así como la acción de la naturaleza con fenómenos naturales, como tormentas eléctricas o incendios forestales que puedan afectar la infraestructura y comprometer la continuidad de la operación.

La identificación de estas amenazas permite establecer el contexto en el cual se originan y materializan los riesgos, asociados al manejo de condensado y gas asociado en las facilidades de producción.

### **3.2. Amenazas y riesgos asociados al manejo de condensado y gas asociado.**

Una de las actividades que puede ser considerada como crítica en las operaciones de superficie de la industria, es el manejo de condensado y gas asociado, debido a la presencia de fluidos inflamables y con alta presión, en las cuales los eventos de pérdida de contención son recurrentes y representan un riesgo para la integridad y seguridad de los procesos y del recurso humano.

De acuerdo con los informes más recientes de International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), la pérdida de contención sigue siendo uno de los eventos de riesgo más frecuentes y de mayor impacto en las plantas de producción de condensado (IOGP, 2024b).

En el informe de desempeño de seguridad de procesos del 2024 publicado por la IOGP, se registraron incidentes relacionados con la pérdida de contención de crudo liviano y gases asociados

durante operaciones de producción y tratamiento, donde se muestra que el 83% de los eventos corresponden a pérdida de contención con liberación de hidrocarburo al medio, mientras que entre el 6 y 8% derivaron en incendios y explosiones. De igual manera señala que la mayoría de los incidentes tuvieron origen durante operaciones normales o rutinarias, asociadas tanto a fallas mecánicas como a vulnerabilidades en las barreras de contención primaria (IOGP, 2024a).

Entre los casos más relevantes documentados en instalaciones de producción alrededor del mundo, se destacan:

- En Estados Unidos, se registró una pérdida de contención de gas entre el compresor y el scrubber, producto de la fractura en una brida ubicada en la línea de ¾" , atribuida a defectos en el material. El evento ocurrió durante actividades rutinarias de producción y se clasificó como falla de barrera en procesos de contención. Al igual que este incidente, se reportaron varios durante el año 2024, tanto en operaciones rutinarias como en actividades de mantenimiento, todos ellos sin consecuencias personales ni fatalidades (IOGP, 2024b).
- En ese mismo país, se documentó otro incidente que involucró un incendio en tanques de almacenamiento durante una actividad de parada prolongada de planta. El evento fue provocado por el encendedor del sistema de venteo, que permaneció activo, lo que permitió el retroceso de una llamarada a través del cabezal de ventilación de los tanques, generando pérdida total de los recipientes. Este suceso fue clasificado como un evento de incendio asociado a una falla de control operacional (IOGP, 2024b).
- En Brasil, una pérdida de contención por corrosión en una línea de flujo que transportaba crudo hacia una estación recolectora, lo que ocasionó un derrame significativo. La investigación atribuyó el incidente a la falta de lineamientos claros en las normas para la identificación de puntos de inspección en áreas susceptibles a la erosión por corrosión,

evidenciando la existencia de deficiencias en el programa de inspección y los procedimientos de monitoreo de integridad. (IOGP, 2024b)

- En Reino Unido (UK) se reportó una pérdida de contención en un tanque atmosférico durante actividades de mantenimiento, originado por la alineación incorrecta de una válvula, lo que se atribuye como causa inmediata, la falta de competencia y comprensión requerida por parte del operador para realizar movimiento de válvulas y adicionalmente no existía evaluación previa de los riesgos de dicha actividad ni un procedimiento claro para realizar la tarea. (IOGP, 2024b).
- En Colombia, ECOPETROL SA reportó durante el año 2025 un total de 176 incidentes, tanto de origen operacional como originados por terceros, los cuales generaron afectaciones al medio ambiente y un volumen derramado de 35,8 barriles de hidrocarburos. Evidenciando con esto que los riesgos asociados al manejo de condensado y gas asociado se mantienen presentes en las operaciones de superficie y pueden materializarse bajo diversas condiciones operativas.(Ecopetrol, 2025b).
- (IOGP, 2024b) documentó un evento fatal en México ocurrido en 2024, durante operaciones de producción, clasificado como un evento de explosión, incendio y quemaduras. El incidente se produjo en una facilidad donde se presentó una pérdida súbita de contención de gas en calentadores operados a alta presión y temperatura, lo que derivó en un incendio y explosión. El evento ocasionó la muerte de 3 trabajadores.
- En Argentina, en mayo del 2024, se reportó un incidente operacional durante actividades de producción, asociado a una liberación de presión y venteo de hidrocarburo. El evento se originó por el ingreso de un Slug de hidrocarburos desde los pozos productores, provocando un incremento del nivel de fluidos y el sobrellenado de recipientes en la

sección de tratamiento. Como consecuencia, el condensado ingresó al sistema de regeneración de glicol, ocasionando inundación de equipos y posteriormente venteo, lo que activó los detectores de gas inflamable y condujo a la parada automática de la unidad. Este incidente evidencia riesgos operacionales asociados a desviaciones en las condiciones normales de operación y falla en las barreras de protección del proceso.(IOGP, 2024b).

Los eventos registrados en la industria están mayormente relacionados con pérdidas de contención, asociadas a corrosión, fallas en válvulas de bloqueo o drenaje, rupturas en línea de flujo. Estos incidentes ponen en manifiesto que las fallas estructurales, mecánicas y errores de procedimiento se mantienen como las causas raíz más frecuente de incidentes en las facilidades de producción. En algunos casos, dichos eventos han estado asociados a explosiones, incendios o quemaduras, tal como lo reporta (IOGP, 2024a), que indica que el 40% de las fatalidades registradas durante el 2024 estuvieron relacionadas a este tipo de eventos. Este comportamiento reafirma la importancia de fortalecer las prácticas de gestión del riesgo operacional, especialmente en sistemas que manejan condensado y gas, donde una pequeña pérdida de contención puede evolucionar rápidamente en un evento de carácter catastrófico.

Teniendo en cuenta los reportes de incidentes a nivel global y los resultados de las investigaciones publicadas por la IOGP, se puede afirmar que entre los principales desafíos operacionales se encuentran la obsolescencia de equipos de tratamiento y almacenamiento, deficiencias en los programas de inspección de integridad, especialmente en líneas de flujo y tanques, así como la falta de procedimientos estandarizados o el desconocimiento de los mismos durante la ejecución de actividades, y adicionalmente, la subestimación del riesgo asociado a actividades periódicas, en las cuales pueden presentarse pérdidas de contención menores de gas o

condensados, que bajo determinadas condiciones, pueden derivar en eventos severos tanto para el personal como para la infraestructura.

Con el fin de sintetizar la información obtenida a partir de la revisión bibliográfica y documental, se presenta a continuación una tabla de identificación de amenazas y riesgos operacionales asociados al manejo de condensado y gas asociado en facilidades de producción. Esta tabla consolida las principales amenazas identificadas, los riesgos asociados, y la materialización del mismo a través de casos documentados y la etapa operativa en la que suelen presentarse.

**Tabla 1.**

*Identificación de amenazas y riesgos operacionales asociados al manejo de condensado y gas asociado.*

<b>Amenaza</b>	<b>Riesgo asociado</b>	<b>Caso reportado</b>	<b>Etap operativa</b>
Falla operacional (defectos en el material y fallas en uniones)	Pérdida de contención de gas	Estados Unidos, IOGP (2024b) reportó una pérdida de contención de gas compresor y scrubber por fractura de brida en una línea de ¾".	Operación normal
Falla operacional (deficiencias en sistema de venteo y control operacional)	Incendio, explosión, pérdida de equipos	Estados Unidos, IOGP, (2024a) incendio en tanques por retroceso de la llamarada a través del cabezal de ventilación de los tanques, generando pérdida total de los recipientes.	Parada de planta
Falla operacional (corrosión en líneas de flujo, deficiencia en el programa de inspección)	Derrame	Brasil (IOGP, 2024a) pérdida de contención por corrosión en una línea de flujo, lo que ocasionó un derrame significativo.	Operación normal
Falla operacional (error humano y deficiencia en competencias operativas)	Pérdida de contención	Reino Unido (IOGP, 2024a) se reportó una pérdida de contención en un tanque atmosférico durante actividades de mantenimiento, originado por la alineación incorrecta de una válvula.	Mantenimiento
Amenaza externa (acción de terceros) Falla operacional	Derrame	Colombia (Ecopetrol, 2025b), 176 incidentes reportados por ECOPETROL en 2025, de origen operacional y por acción de terceros, los cuales generaron un volumen derramado de 35,8 barriles de hidrocarburos.	Operación normal
Falla operacional (operación a alta presión y temperatura)	Explosión, incendio y fatalidades	México (IOGP, 2024a) pérdida súbita de contención de gas en calentadores operados a alta presión y temperatura, lo que derivó en un	Operación normal

Falla operacional (desviación en las condiciones normales de operación)	Venteo de hidrocarburo, parada de operación	incendio y explosión. El evento ocasionó la muerte de 3 trabajadores. Argentina (IOGP, 2024a) ingreso de un Slug de hidrocarburos desde los pozos productores, incremento del nivel de fluidos y el sobrellenado de recipientes. El condensado ingresó al sistema de regeneración de glicol, ocasionando inundación de equipos y venteo, activación de detectores de gas inflamable y condujo a la parada automática de la unidad.	Operación normal
---	---	---	------------------

Nota. Tabla elaborada por la autora a partir de información tomada de IOGP (2024b).

#### **4. Análisis cualitativo de las causas de los riesgos identificados en las facilidades de producción.**

Una vez identificadas las amenazas y riesgos operacionales asociados al manejo de condensado y gas asociado en las facilidades de producción, resulta necesario analizar y comprender los factores que favorecen su ocurrencia. En este sentido, el presente capítulo desarrolla un análisis cualitativo de las causas que intervienen en la ocurrencia de los eventos no deseados previamente descritos, reconociendo que los incidentes en seguridad de procesos suelen ser resultado de la interacción de condiciones técnicas, operativas, humanas y organizacionales.

Bajo esta perspectiva, el análisis causal no debe centrarse exclusivamente en la ocurrencia del evento final, sino en la comprensión de las condiciones previas que favorecen su desarrollo, incluyendo desviaciones operativas, degradación de la integridad de los equipos y aspectos asociados al desempeño del personal, tales como errores técnicos o deficiencias en la aplicación de procedimientos. Lo anterior resulta relevante en las facilidades de producción de hidrocarburos, donde la dinámica operacional involucra sistemas presurizados, fluidos inflamables e interacción constante de personas, equipos y procedimientos.

Siendo este enfoque coherente con lo establecido en la norma ISO 31000, la cual señala que el análisis de riesgos tiene como propósito comprender la naturaleza del riesgo y sus características,

lo cual implica considerar las fuentes de riesgo, los eventos, las consecuencias y la eficacia de los controles, asimismo, reconoce que un evento puede tener múltiples causas y múltiples efectos, pudiendo impactar simultáneamente distintos objetivos de la organización. (NTC-ISO 31000, 2018).

El análisis se fundamenta en la información obtenida a partir de la revisión bibliográfica y documental, así como en los reportes de incidentes publicados por organismos internacionales de referencia para la industria de los hidrocarburos. Se busca establecer patrones recurrentes, que permitan identificar cuáles son las causas más representativas, ya sea por su frecuencia o por la gravedad de las consecuencias que generan cuando las barreras del sistema fallan.

#### **4.1. Clasificación de las causas de los riesgos identificados**

Para efectos del presente estudio, las causas identificadas se clasifican en cuatro categorías: causas técnicas, operacionales, humanas y organizacionales, reconociendo que, en la práctica, estas causas no actúan de manera aislada, sino que suelen interactuar entre sí.

##### **4.1.1. Causas técnicas**

Corresponden a fallas asociadas a la integridad física de los equipos, materiales y sistemas que conforman las facilidades de producción, tales como corrosión, erosión, vibraciones, defectos en bridas, entre otros.

En un estudio realizado por (Sklet et al., 2010), las fallas técnicas se identifican como uno de los grupos causales más relevantes en la pérdida de contención de hidrocarburos, el estudio evidencia que este tipo de fallas está directamente relacionado con la degradación progresiva de los componentes de los equipos. Suele estar vinculado a procesos acumulativos de desgaste, mantenimiento insuficiente, selección inadecuada de materiales o condiciones de operación que superan los límites de diseño.

Las causas técnicas representan la falla de la barrera primaria de contención, es decir la integridad del sistema. Cuando esta barrera falla, el riesgo de incendio, explosión o impacto ambiental aumenta significativamente, especialmente en sistemas que operan a alta presión y temperatura, como ocurre en las facilidades de manejo de condensado y gas asociado.

#### **4.1.2. Causas operacionales**

Las causas operacionales están relacionadas con desviaciones en la ejecución de actividades rutinarias o normales, arranques, paradas de planta o mantenimiento, en el artículo Sklet et al. (2010) se identifican pérdidas de contención asociadas a intervenciones en equipos despresurizados, montaje o desmontaje de componentes, aislamiento inadecuado de líneas y sobrellenado de recipientes.

Este tipo de causas suelen manifestarse cuando se superan los límites operacionales establecidos o cuando los procedimientos no se ejecutan de acuerdo con las condiciones reales del sistema. Estas no implican un defecto físico del equipo, sino una condición operativa que desestabiliza el sistema, que puede desencadenar la falla de las barreras.

#### **4.1.3. Causas humanas**

De acuerdo con (Ivanov et al., 2016), los factores humanos incluyen aspectos individuales, organizacionales y laborales que influyen en el comportamiento del trabajador, y en consecuencia, en las condiciones de seguridad. El artículo citado, destaca que incluso personal técnicamente competente puede incurrir en errores cuando existen discrepancias entre las exigencias de la labor y las capacidades reales, condiciones de fatiga, sobrecarga laboral o deficiencias en la comunicación.

Diversas investigaciones citadas en el estudio de (Ivanov et al., 2016) señalan que un alto porcentaje de incidentes tienen relación directa o indirecta con acciones u omisiones humanas, reconociendo también que estos errores suelen estar influenciados por el contexto organizacional.

#### **4.1.4. Causas organizacionales**

Se relacionan con deficiencias en la gestión, supervisión, planificación del trabajo, cultura de seguridad y comunicación interna.

(Sklet et al., 2010) presentan el método OTS, para monitorear el estado de las barreras de seguridad operacional que influyen en el riesgo de accidentes graves en instalaciones de manejo de petróleo y gas, por medio del cual identifican varias barreras organizacionales que influyen en la prevención de accidentes mayores, tales como competencia del personal, calidad de los procedimientos, comunicación efectiva y control de carga laboral. Cuando estas barreras presentan debilidades, se generan fallas latentes (válvulas en mala posición, instalación incorrecta de bridas) que pueden permanecer invisibles hasta que interactúan con condiciones técnicas u operacionales adversas.

En este sentido, las causas organizacionales no suelen manifestarse como el desencadenante inmediato del evento, pero crean las condiciones estructurales que permiten que una falla técnica u operacional evolucione hacia un incidente de mayor severidad.

Con el fin de organizar de manera estructurada las causas identificadas en los incidentes analizados en el capítulo 1, se presenta a continuación una clasificación cualitativa que agrupa los eventos según la naturaleza de los factores que intervinieron en su materialización, permitiendo evidenciar cómo las causas técnicas, operacionales, humanas y organizacionales se relacionan con los eventos documentados. La tabla 2 resume los incidentes analizados y facilita la identificación de tendencias.

**Tabla 2.***Clasificación cualitativa de incidentes según el tipo de causa identificada.*

Tipo de causa	Incidentes asociados	País	Riesgo asociado	Nº de incidentes asociados a la categoría
Técnicas	Pérdida de contención de gas compresor y scrubber por fractura de brida en una línea de ¾”.	EE.UU	Pérdida de contención de gas	3
	Corrosión en una línea de flujo hacia estación recolectora	Brasil	Derrame	
	Pérdida súbita de contención en calentadores (evento fatal)	México	Explosión/incendio	
Operacionales	Incendio en tanques durante parada prolongada (retroceso de llama)	EE.UU	Incendio	3
	Ingreso de slug y sobrellenado en sistema de tratamiento	Argentina	Pérdida de contención, parada de operación	
	Evento fatal en calentadores (condiciones de operación)	México	Explosión	
Humanas	Alineación incorrecta de válvulas en tanque atmosférico	Reino Unido	Pérdida de contención	2
	Incendio en tanques (gestión operacional inadecuada del sistema de venteo)	EE.UU	Incendio	
Organizacionales	Deficiencias en programas de inspección de corrosión	Brasil	Derrame	3
	Alineación incorrecta de válvula (falta de competencia /procedimiento)	Reino Unido	Pérdida de contención	
	Evento fatal en calentadores (debilidad en gestión de barreras)	México	Explosión/incendio	

Nota. Tabla elaborada por la autora a partir de información tomada de IOGP (2024b).

En el análisis de seguridad de procesos, los eventos suelen ser resultado de la interacción de múltiples factores, estos pueden ser técnicos, operativos, humanos y organizacionales, tal como se ha mencionado a lo largo de este capítulo. Por esta razón, algunos incidentes han sido

contabilizados en más de una categoría. Por ejemplo, el incidente en Reino Unido, inicialmente manifestado como error humano en la alineación de válvulas, presenta un componente organizacional relacionado con la ausencia de procedimientos claros y evaluación previa del riesgo.

## **4.2. Análisis de frecuencia y gravedad de consecuencias de las causas identificadas**

A partir de la clasificación presentada en la tabla 2, se realiza un análisis cualitativo orientado a identificar cuáles categorías de causas presentan mayor recurrencia en los incidentes documentados y cuáles se asocian a consecuencias de mayor severidad.

### **4.2.1. Frecuencia de ocurrencia**

Con el propósito de analizar la frecuencia de ocurrencia de los riesgos en facilidades de producción, se toman como referencia los datos consolidados en los informes de desempeño en seguridad de procesos publicados por la (IOGP) en el año 2024. En este informe se documentan los eventos de seguridad de procesos, los cuales se originan principalmente por liberaciones no controladas de hidrocarburo desde tuberías, líneas de flujo, válvulas y otros equipos presentes en las facilidades de producción.

A partir de la revisión de los reportes de eventos también es posible identificar las principales categorías de causas asociadas a estos incidentes, entre las cuales destacan las causas técnicas, principalmente las asociadas a fallas de integridad mecánica, corrosión, defectos en conexiones y desgastes de equipos. Seguidamente resaltan las causas operacionales, se identifican desviaciones en procedimientos operativos, errores durante operaciones de transferencia de fluidos, alineaciones incorrectas de válvulas o mangueras y fallas durante actividades de mantenimiento. Por su parte, las fallas organizacionales juegan un papel importante como causa subyacente, las cuales están asociadas a debilidades en los programas de mantenimiento, y deficiencias en la supervisión de

procesos operativos. Finalmente, las causas humanas incluyen errores en la toma de decisiones operacionales y fallas en la ejecución de tareas críticas.

En coherencia con lo anterior, los incidentes descritos en el capítulo 1 reflejan la recurrencia de pérdidas de contención asociadas a la degradación de equipo, corrosión, fractura en uniones, y desviaciones en la ejecución de actividades. En términos de frecuencia, puede afirmarse que las causas técnicas y operacionales constituyen la categoría más recurrente dentro de los eventos analizados, seguidas por causas organizacionales que influyen en la ocurrencia de dichas fallas. (IOGP, 2024a)

Si bien las causas técnicas y operacionales representan la categoría más visible en términos de frecuencia de ocurrencia, el análisis de la descripción de los incidentes reportados por (IOGP, 2024b) evidencia que en numerosos casos existen factores organizacionales subyacentes, tales como, deficiencias en la planificación de actividades, ausencia o inadecuada aplicación de procedimientos operativos, así como limitaciones en los programas de inspección y mantenimiento.

Con el fin de fortalecer el análisis cualitativo realizado a partir de los incidentes documentados en la tabla 2, se incorporan los datos reportados por la IOGP correspondientes al periodo del 2020 al 2024 en la tabla 3, los cuales, permiten identificar los principales factores causales asociados a los eventos tipo 1 (con consecuencias más significativas).

### **Tabla 3.**

*Principales factores causales asignados a los eventos tipo 1 (más severos).*

Tipo de causa	Factores causales	Frecuencia por años				
		2020	2021	2022	2023	2024
Operacionales	Herramientas, equipos: mantenimiento/inspección y pruebas inadecuadas	68	47	54	59	50
	Defectos en las barreras de seguridad	16	8	16	17	9

Técnica	Herramientas / equipos / materiales/ productos inadecuados / defectuosos	24	63	37	49	21
Técnica	Herramientas, equipos, materiales: diseño/especificaciones/ gestión del cambio inadecuado	27	34	50	54	33
Organizacionales	Organizacional: estándares/ procedimientos de trabajo inadecuado	22	25	28	42	28
	Formación / competencia inadecuada	13	15	10	20	10
	Organizacional: identificación inadecuada de riesgos o evaluación de riesgos	22	28	24	46	24
Humana	Desviación involuntaria de procesos (por individuo o grupo)	11	15	26	18	12

Nota. Información tomada de IOGP (2024a).

Los datos presentados en la tabla 3 respaldan lo expuesto en el análisis previo, evidenciando que una parte significativa de los eventos de seguridad de procesos reportados por la IOGP, están asociados a factores técnicos vinculados a la integridad mecánica de las instalaciones y factores operativos asociados a la inadecuada ejecución de actividades y deficiencias en los programas de inspección. Estos factores se identifican como los más recurrentes en la materialización del riesgo de pérdida de contención en facilidades de producción. Asimismo, la presencia de factores organizacionales y operativos ponen en manifiesto que los incidentes en seguridad de procesos responden a la interacción de múltiples causas.

En este contexto, la información presentada en la tabla 3 sirve como base para la evaluación conjunta de la frecuencia de ocurrencia y gravedad de las consecuencias, permitiendo establecer la priorización de las causas.

#### 4.2.2. Gravedad de las consecuencias

El informe de eventos de seguridad de procesos citado a lo largo de este capítulo, clasifica los incidentes según su nivel de severidad en dos categorías principales: nivel 1, correspondiente a eventos con consecuencias más significativas, y nivel 2, eventos con menor severidad. En ambos niveles, la consecuencia predominante fue la pérdida de contención (IOGP, 2024a). El informe reporta un total de 32 fatalidades distribuidas en 21 incidentes fatales. Dentro de estas, los eventos relacionados con explosiones, incendios, o quemaduras representaron aproximadamente el 41% de las fatalidades (IOGP, 2024a), esto indica que cuando una pérdida de contención no se controla y evoluciona hacia la ignición, las consecuencias pueden ser severas.

Las narrativas de incidentes fatales incluidas en el reporte (IOGP, 2024b) muestran que muchos de estos eventos se originaron en pérdidas de contención en facilidades de producción de hidrocarburos livianos como condensado y gas asociado, los cuales operan bajo condiciones de alta presión y temperatura, combinadas con deficiencias en la gestión de barreras o en la planificación de actividades, por ejemplo, el caso documentado en México, descrito en el capítulo 1, donde una pérdida de contención no controlada de gas puede derivar en un incendio y explosión con consecuencias fatales.

En consecuencia, el análisis de gravedad permite identificar que, aunque las pérdidas de contención son frecuentes, la severidad del evento depende de la interacción entre la falla inicial y la eficacia de las barreras técnicas, operacionales y organizacionales disponibles. Cuando estas barreras fallan de manera simultánea, el evento puede escalar rápidamente hacia escenarios de alta severidad, incluyendo fatalidades y daños estructurales significativos.

Desde esta perspectiva, el cruce entre frecuencia y gravedad confirma que las causas técnicas asociadas a integridad mecánica no solo presentan alta recurrencia, sino también alto potencial de

severidad. No obstante, la evidencia demuestra que la progresión hacia consecuencias catastróficas generalmente involucra factores adicionales de carácter operativo y organizacional, lo que refuerza la necesidad de un enfoque sistémico en la gestión del riesgo operacional en facilidades de producción.

#### **4.2.3. Matriz cualitativa de priorización de causas**

Con el fin de integrar el análisis de frecuencia de ocurrencia y gravedad de las consecuencias desarrollado en las secciones anteriores, se construyó una matriz cualitativa de priorización de causas.

La matriz se fundamenta en dos variables principales: frecuencia de ocurrencia y gravedad de las consecuencias, las cuales fueron valoradas de manera cualitativa a partir de la evidencia estadística reportada por la IOGP y los casos documentados en el capítulo 1.

Para efectos de esta evaluación, se adoptaron los siguientes criterios:

##### **Frecuencia de ocurrencia**

los rangos de frecuencias se establecieron a partir del histórico de datos en la tabla 3, usando como base el promedio de ocurrencia de cada tipo de causa, y distribuyendo estos valores en tres niveles:

- Alta (3): cuando la categoría de causa aparece de manera recurrente en la mayoría de los incidentes analizados o se encuentra asociada al evento más reportado en los datos estadísticos, con un promedio de ocurrencia superior a 42 eventos.
- Media (2): cuando la categoría está presente en varios incidentes, pero no constituye el patrón predominante, con un promedio de ocurrencia entre 28 y 42 eventos.
- Baja (1): cuando la categoría actúa como factor contribuyente secundario, o registrando un promedio de ocurrencia inferior a 28 eventos.

### Gravedad de consecuencias

- Alta (3): eventos con fatalidades, explosiones, incendios o daños significativos a infraestructura.
- Media (2): derrames con afectación ambiental controlada o daño parciales a equipos e instalaciones.
- Baja (1): eventos sin consecuencias personales y con impacto operacional limitado.

La criticidad, corresponde al producto entre frecuencia y gravedad, y permite priorizar aquellas categorías de causas que representan un alto potencial de severidad en las consecuencias y una frecuencia alta.

### Figura 1.

*Matriz de evaluación.*

Gravedad Frecuencia	1	2	3
1	1 Reino Unido pérdida de contención en un tanque atmosférico (causa humana)	2	3
2	2 EE.UU pérdida de contención de gas compresor y scrubber (causa técnica)	4 Brasil pérdida de contención por corrosión en una línea de flujo (causa técnica)	6
3	3	6 Argentina pérdida de contención, parada de operación (causa operacional)	9 EE.UU Incendio en tanque durante parada prolongada (causa operacional)
	3	6 Colombia 176 incidentes reportados por ECOPETROL generaron un volumen derramado de 35,8 barriles de hidrocarburos (causa operacional)	9 México Pérdida súbita de contención en calentadores (evento fatal) (causa operacional)

Nota. La escala de color representa el nivel de criticidad del evento: bajo, medio, alto.

La matriz evidencia que las causas técnicas y operacionales alcanzan el mayor nivel de criticidad, al combinar una alta frecuencia de ocurrencia con un elevado potencial de severidad. Este comportamiento indica que dichas categorías son los principales factores críticos dentro de las facilidades de producción, dado que combinan una alta recurrencia con consecuencias de alto impacto. En este sentido, las causas operacionales y técnicas tienen una influencia determinante en la ocurrencia de eventos con consecuencias severas, evidenciando la importancia de fortalecer los controles operacionales y los programas de mantenimiento e inspección.

Por su parte, las causas humanas, tienen nivel de criticidad menor, lo cual refleja una menor frecuencia o impacto en los eventos analizados. Sin embargo, su presencia dentro de la matriz indica que el factor humano puede influir indirectamente en la materialización de riesgos cuando interactúa con fallas técnicas u operacionales.

No obstante, es importante considerar que las causas organizacionales, aunque no se evidencian de manera directa en la matriz de criticidad como la causa inmediata del evento, influyen de manera estructural en la efectividad de los controles técnicos y operativos, lo que incrementa su importancia dentro del sistema de gestión del riesgo.

En conjunto, el análisis confirma que la gestión del riesgo operacional en el manejo de condensado y gas asociado debe priorizar el fortalecimiento de los controles operacionales y la integridad de los equipos sin desatender los componentes organizacionales y humanos que permitan evitar la escalada de eventos hacia consecuencias catastróficas.

## **5. Incidentes operacionales en Colombia reportados al ANLA**

El presente capítulo está orientado al análisis de incidentes operacionales asociados a pérdidas de contención de condensado y gas asociado en facilidades de producción de hidrocarburos

livianos en Colombia. Para ello, se seleccionaron casos reportados ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) a través del sistema VITAL. El propósito de este capítulo es identificar tendencias, debilidades en la gestión del riesgo y oportunidades de mejora.

### **5.1. Metodología para el análisis de incidentes**

El análisis desarrollado en este apartado corresponde a un estudio de tipo descriptivo-analítico, sustentado en la revisión documental de reportes oficiales de la autoridad ambiental nacional. La metodología aplicada es de carácter cualitativo y se estructuró en cinco fases:

#### **5.1.1. Recolección y depuración de la información**

La fuente principal de información empleada en esta investigación corresponde a los formatos únicos de contingencias ambientales (FUC) reportados por las compañías operadoras ante la ANLA, los cuales se encuentran disponibles en el sistema VITAL. El FUC es un instrumento oficial mediante el cual los titulares de licencias ambientales notifican eventos que impliquen pérdida de contención de hidrocarburos o afectaciones ambientales asociadas a sus operaciones. Este documento contiene información sobre: fecha del incidente, tipo de instalación involucrada, naturaleza del fluido liberado, volumen estimado, área afectada, causa preliminar identificada, y medidas de contingencia implementadas.

Es importante señalar que el FUC corresponde a un reporte inicial, por lo cual, generalmente presenta causas preliminares y descripciones operacionales básicas.

Posteriormente, se depuró el conjunto de casos disponibles en VITAL, excluyendo aquellos que no correspondían al alcance de la investigación, por ejemplo, eventos asociados a crudos pesados, incidentes fuera de las facilidades de producción o que ocurrieron en etapas de exploración, perforación, o refinación.

### 5.1.2. Extracción de variables técnicas

De cada FUC seleccionado se extrajeron las siguientes variables, las cuales permiten caracterizar técnicamente los eventos:

- Tipo de fluido (condensado, crudo liviano, gas asociado)
- Tipo de instalación (línea de flujo, colector, tanque, separador)
- Volumen liberado
- Área impactada
- Mecanismo de falla reportado

### 5.1.3. Clasificación según tipo de riesgos

En primer lugar, cada evento fue categorizado de acuerdo con la tipología de riesgos definida previamente: pérdida de contención, incendio y/o explosión.

La mayoría de los casos evaluados en este capítulo corresponden a pérdida de contención con derrame asociado, ya que implican liberaciones no intencionales de condensado o gas asociado desde líneas de flujo, colectores o sistemas de almacenamiento.

Si bien, no se evidencian eventos donde se haya materializado incendio o explosión, varios incidentes presentan condiciones potenciales de escalamiento, especialmente en presencia de gas asociado.

### 5.1.4. Análisis causal

Posteriormente, los incidentes se clasificaron según el mecanismo técnico que originó la materialización del riesgo, de acuerdo con las categorías de causas previamente identificadas en el marco teórico, particularmente aquellas relacionadas con:

- Corrosión y pitting.
- Falla de integridad mecánica.

- Errores operativos en trasiego o almacenamiento.
- Deficiencias de inspección y mantenimiento.
- Fallas en barreras de contención.

Además, se realizó una diferenciación entre:

**Causa inmediata:** mecanismo físico directo que produjo el incidente (pitting, ruptura, etc).

**Causa subyacente:** condiciones técnicas que favorecieron la ocurrencia del incidente (infraestructura antigua, ausencia de monitoreo, etc).

Este enfoque permite comprender las vulnerabilidades del sistema.

#### **5.1.5. Evaluación de barreras y contextualización**

Se evaluaron las barreras de control involucradas en cada incidente:

- Barreras primarias: como integridad mecánica, válvulas, etc.
- Barreras secundarias: tales como diques o drenajes
- Barreras organizacionales: tales como procedimientos, monitoreo operativo.

Finalmente, los hallazgos se contrastaron con patrones de falla reportados en literatura internacional, con el fin de identificar similitudes y particularidades con el contexto colombiano.

### **5.2. Criterios de selección de casos**

La selección de incidentes no se realizó de manera aleatoria, sino que respondió a una serie de criterios alineados con el objetivo de este estudio.

#### **5.2.1. Criterio 1: tipo de fluido.**

Se priorizaron eventos que involucraran condensado, crudo liviano y/o gas asociado. Así mismo, se excluyeron incidentes relacionados con crudos pesados o extrapesados que no corresponden al enfoque del presente estudio.

### **5.2.2. Criterio 2: instalación en la que ocurre el incidente.**

Se seleccionaron eventos ocurridos en componentes propios de las facilidades de producción, tales como: tanques de almacenamiento, líneas de flujo, manifolds, sistemas de separación, y cualquier equipo involucrado en el proceso de tratamiento de hidrocarburos livianos, condensado y gas asociado.

Se excluyen incidentes en infraestructura como oleoductos, o líneas de flujo relacionadas al transporte o en etapas posteriores a la cadena de valor, como refinación.

### **5.2.3. Criterio 3: Relevancia técnica del evento**

Se seleccionaron los eventos que permitieran realizar un análisis técnico, es decir, que contara con información significativa, permitiendo evaluar el mecanismo de falla y el desempeño del sistema de control, como: identificación clara de la falla, información sobre el tipo de fluido, descripción de medidas de contingencia, relacionar el evento con las categorías de riesgos previamente definidas (pérdida de contención, potencial de incendio o explosión).

La aplicación de estos criterios permitió reducir la base de datos inicial de 8963 reportes de contingencias registrados en el sistema VITAL, correspondiente a todos los sectores ambientales regulados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

## **5.3. Análisis de contingencias reportadas ante la ANLA**

Con base en los criterios de selección de información definidos en el ítem 3.2, se listan en la tabla 5 los casos que cumplieron con las condiciones necesarias para el desarrollo del análisis.

Es importante resaltar que los criterios establecidos son fundamentales ya que permiten garantizar la idoneidad técnica de los eventos seleccionados, así como la información suficiente para realizar un análisis completo.

**Tabla 4.**

*Casos seleccionados para análisis causal y verificación de criterios metodológicos.*

<b>Caso</b>	<b>Tipo de fluido</b>	<b>Instalación</b>	<b>Empresa</b>	<b>Información disponible</b>	<b>Cumple</b>
Pérdida de contención en tanque	Crudo liviano con gas asociado	Tanque de almacenamiento	Ecopetrol	Descripción del evento con información sobre el tipo de fluido y control de la contingencia, permite identificar causas.	Si
Derrame de condensado en operación de trasiego	Condensado	Tanques/ sistema de trasiego	CNEOG	Describe el evento, tipo de fluido y condiciones operacionales y acciones de control para atender la contingencia.	Si
Derrame de condensado durante operación de recirculación	Condensado	Sistema de recirculación	CNEOG	Identifica causa inmediata, describe el evento, volumen derramado, afectación y medidas de control.	Si
Emisión de gas natural por pitting	Gas	Línea de descarga del compresor	Ecopetrol	Se puede identificar las fallas y causa, descripción del evento, tipo de fluido y acciones de respuesta.	Si
Emisión de gas por pérdida de contención en línea de transporte	Gas	Línea de transporte entre estaciones	Ecopetrol	La descripción del evento permite identificar las causas, condiciones operacionales, medidas de control.	Si

Nota. Tabla elaborada por la autora a partir de información del sistema VITAL – Ventanilla Integral de Trámites Ambientales del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

### 5.3.1. Caso 1 – Pérdida de contención en tanque

**Fuente:** Formato Único de Contingencias – Sistema VITAL (Ecopetrol, 2025a)

**Proyecto:** Plan de Manejo Ambiental del campo Sardinata

**Operador:** Ecopetrol

**Ubicación:** Vereda el Triunfo, Corregimiento Campo Dos. Departamento Norte de Santander. Municipio Sardinata.

**Descripción del incidente:** pérdida de contención en el tanque TK-400, de la estación norte, dentro de las facilidades de producción del campo, por aumento de flujo del pozo el cual es de flujo natural. El evento fue detectado el 25 de mayo del 2025, evidenciándose la pérdida de contención de hidrocarburo en el dique del tanque. Con un área de afectación de 11 metros cuadrados de suelo y vegetación y 10 metros cuadrados del área del dique, no se reportó afectación a la fauna. El volumen liberado fue 0,031 barriles de crudo, con BSW de 80% (Ecopetrol, 2025a)

**Caracterización del fluido presente:** El crudo producido en el campo Sardinata corresponde a crudo muy liviano con presencia de gas asociado.

**Clasificación del riesgo:** de acuerdo con los riesgos establecidos en el capítulo 2 del presente trabajo, el evento se clasifica como:

- Riesgo principal: pérdida de contención
- Evento materializado: derrame de hidrocarburo
- Riesgo potencial: en este caso es limitado, debido al bajo volumen liberado y contención dentro del área del dique, pero podría escalar a incendio y liberación de vapores inflamables.

**Análisis causal:** el FUC señala que la pérdida de contención se originó por el aumento de flujo proveniente de un pozo productor en flujo natural, lo que indica sobrecarga operativa del sistema de almacenamiento. Este comportamiento es consistente con sistemas de producción multifásico, en los cuales pueden presentarse cambios en la tasa de producción asociadas a pérdidas de contención de gas asociado y variaciones en la productividad del pozo.

El análisis del evento, permite identificar múltiples causas que influyeron en la materialización:

- Causas técnicas: siendo esta la causa inmediata de la ocurrencia del evento, debido a la capacidad limitada del sistema de almacenamiento frente a variaciones de producción y limitaciones en el sistema de control de nivel.
- Causas operacionales: para este caso también se identifican como las causas subyacentes la operación del sistema cercana a su capacidad de manejo y deficiencia en el monitoreo del balance entre producción y capacidad de almacenamiento.
- Causas humanas: posible retraso en la respuesta operativa frente al incremento de flujo y posterior incremento de nivel de fluido en el sistema de almacenamiento.

La ocurrencia del evento refleja la interacción de factores operativos, técnicos y organizacionales que permitieron que una variación en la producción derivara en una pérdida de contención. Esta interacción entre factores se puede explicar bajo el concepto de causalidad múltiple, donde las fallas se producen cuando coinciden debilidades en las barreras técnicas, operacionales y organizacionales. Lo anterior se alinea con los patrones identificados en los casos internacionales analizados en los capítulos anteriores, donde se evidencia que la presencia de múltiples factores, contribuyen a la materialización de los riesgos.

**Barreras de seguridad:** como parte importante de la gestión del riesgo, se evalúan las barreras de seguridad para identificar que elementos del sistema fallaron y cuáles contribuyeron a controlar la magnitud del evento.

**Tabla 5.**

*Evaluación de barreras de seguridad caso 1.*

Tipo de barrera	Descripción	Evaluación
<b>Primaria</b>	La barrera primaria no estuvo relacionada a una falla en la integridad del tanque, sino, en el sistema de control de nivel del tanque, asociado a deficiencia en el sistema de	Falló

	medición y posible ausencia en alarmas de control de nivel	
<b>Secundaria</b>	Constituida por el dique de contención, el cual permitió limitar la propagación del hidrocarburo derramado	Efectiva
<b>Organizacionales</b>	Las variaciones en el volumen de fluido producido no se gestionaron oportunamente mediante sistemas de monitoreo operacional	Falló

**Recomendaciones:** el análisis evidencia que en sistemas que manejan crudo con alto contenido de agua y gas asociado, las fluctuaciones de producción pueden generar condiciones transitorias que excedan la capacidad de almacenamiento. Para evitar la pérdida de contención se puede tener en cuenta:

- Integrar alarmas de alto nivel
- Implementar procedimientos operativos para el control de fluctuaciones en pozos
- Fortalecer el sistema de monitoreo en tiempo real de la producción.

### 5.3.2. Caso 2 – Derrame de condensado durante operación de trasiego.

**Fuente:** Formato Único de Contingencias – Sistema VITAL (CNEOG COLOMBIA, 2025)

**Proyecto:** bloque Esperanza

**Operador:** CNEOG COLOMBIA

**Ubicación:** Departamento de Córdoba. Municipio Sahagún, corregimiento El crucero.

**Descripción del incidente:** el reporte ante la ANLA indica que el 17 de agosto del 2025, se presentó un evento asociado a pérdida de contención de condensado, debido al rebose de uno de los tanques por un bache de agua de formación proveniente del trasiego desde los tanque de recibo hacia los tanques de proceso. El rebose dejó salir aproximadamente 10 galones (0,23 barriles) de condensado, que inicialmente fue controlado por el dique de contención, pero este tenía la válvula de drenaje abierta, lo que permitió que el condensado se mezclara con agua lluvia acumulada y

rebosara por la parte superior de la caja colectora, afectando unos 6 metros cuadrados de cuerpos de agua y aproximadamente 20 kilogramos de vegetación impregnada de condensado.

**Caracterización del fluido presente:** condensado de gas, mezclado con agua de formación y gas asociado.

**Clasificación del riesgo:** de acuerdo con los riesgos establecidos en el capítulo 2 del presente trabajo, el evento se clasifica como:

- Riesgo principal: pérdida de contención.
- Evento materializado: derrame de condensado con afectación a cuerpo de agua y vegetación.
- Riesgo potencial: potencial de escalamiento limitado debido a bajo volumen liberado y ausencia de fuentes de ignición cercana, sin embargo al tratarse de condensado y gas asociado, tiene un potencial inherente de incendio o explosión.

**Análisis causal:** de acuerdo con el FUC, el evento se originó durante la operación de trasiego de fluidos dentro de la planta, cuando un bache de agua recibido en el sistema generó el rebose del tanque de proceso, siendo esto una condición operacional transitoria.

- Causas operacionales: en este incidente, la causa inmediata es de tipo operacional, puesto que se originó por el manejo inadecuado del proceso de trasiego y adicionalmente la falta de control sobre las condiciones operacionales del sistema de contención (dique)

En este caso se identifican como causa subyacentes varios factores clasificados de la siguiente manera:

- Causas técnicas: operación del sistema cerca de su capacidad de manejo durante el proceso de trasiego.

- Causa humana: omisión en la verificación del estado de la válvula de drenaje del dique de contención antes de iniciar la operación de trasiego y seguimiento insuficiente a las condiciones del proceso durante la operación de transferencia de fluido.
- Causa organizacional: debilidad en la aplicación y control de los procedimientos operativos asociados al manejo de tanques y sistemas de contención durante operaciones críticas como el trasiego de fluidos y supervisión y/o verificación operativa insuficiente antes y durante este tipo de operaciones.

La ocurrencia del evento refleja la interacción entre factores operacionales, técnicos, humanos y organizacionales que, en conjunto, permitieron que una condición operacional evolucionara hacia una pérdida de contención.

**Barreras de seguridad:** con el fin de identificar que elementos del sistema fallaron y cuales contribuyeron a controlar la magnitud del evento, se presenta la tabla 7.

**Tabla 6.**

*Evaluación de barreras de seguridad caso 2.*

<b>Tipo de barrera</b>	<b>Descripción</b>	<b>Evaluación</b>
<b>Primaria</b>	Corresponde al sistema de control de nivel del tanque de proceso, control de la operación de trasiego	Insuficiente
<b>Secundaria</b>	Constituida por el dique de contención, el cual no fue efectivo debido a que la válvula de drenaje estaba abierta.	Falló
<b>Organizacionales</b>	Procedimiento operativo de trasiego y verificación de las condiciones antes de la transferencia de fluido.	Insuficiente

**Recomendaciones:** teniendo en cuenta la multicausalidad, es importante implementar o fortalecer medidas de prevención desde diferentes enfoques:

- Fortalecer el control operativo de tanques, por medio de un esquema que permita verificar permanentemente el balance entre los volúmenes de producción, transferencia y capacidad de almacenamiento, con el fin de evitar condiciones cercanas al límite de capacidad de los tanques.
- Incorporar dentro de los procedimientos operativos una lista de chequeo obligatoria antes de iniciar operaciones como la de trasiego, que incluya la verificación del estado de válvulas de drenaje en los diques de contención, niveles de tanques y condiciones del sistema de almacenamiento.
- Fortalecer la capacitación del personal operativo en los procedimientos de transferencia de fluido y controles de nivel.
- Fortalecer la supervisión operativa durante actividades críticas, asegurando el monitoreo continuo de las condiciones de los procesos y la detección oportuna de desviaciones operativas.

### **5.3.3. Caso 3 – Derrame de condensado durante operación de recirculación**

**Fuente:** Formato Único de Contingencias – Sistema VITAL (CNEOG COLOMBIA, 2024)

**Proyecto:** bloque Esperanza

**Operador:** CNEOG COLOMBIA

**Ubicación:** Departamento de Córdoba. Municipio Sahagún, corregimiento El crucero.

**Descripción del incidente:** De acuerdo con el reporte ante la autoridad nacional, el 13 de diciembre de 2024 se presentó un evento asociado a derrame de condensado durante la ejecución de una actividad operativa relacionada con la recirculación de condensado. El evento se originó debido a un error en la alineación de una manguera de descarga de una bomba, ocasionando que

se vertiera aproximadamente 2 barriles de condensado fuera del dique de contención, afectando unos 20 metros cuadrados de suelo con presencia de vegetación.

Una vez identificada la emergencia, se activó la brigada de emergencia y se ejecutaron las acciones de control, contención y recolección del material contaminado.

**Caracterización del fluido presente:** el fluido involucrado corresponde a condensado asociado a la producción de gas. En este caso, el condensado se encontraba siendo recirculado dentro del sistema de proceso asociado a la planta de inyección de agua.

**Clasificación del riesgo:** de acuerdo con los riesgos establecidos en el capítulo 2 del presente trabajo, el evento se clasifica como:

- Riesgo principal: pérdida de contención de condensado.
- Evento materializado: derrame de condensado con afectación localizado del suelo y vegetación.
- Riesgo potencial: debido a la naturaleza inflamable del fluido involucrado, el evento tiene potencial de escalamiento hacia escenarios de incendio o explosión en presencia de fuentes de ignición, aunque en este caso no se reportaron condiciones que favorecieran dicho escenario.

**Análisis causal:** a partir de la descripción del incidente reportado en el FUC, se identifican los siguientes factores causales:

- Causas operacionales: el análisis del evento permite identificar que la causa inmediata es de carácter operacional, puesto que, la materialización del evento se originó durante la ejecución de una actividad operativa de recirculación de condensado. La alineación incorrecta de la manguera de descarga permitió la pérdida de contención del fluido fuera del sistema de contención.

- Causas humanas: entre las condiciones que favorecieron la ocurrencia del incidente, se evidencia un error humano en la ejecución de la actividad, relacionado con la incorrecta alineación de la manguera de descarga, lo cual sugiere una posible omisión en la verificación previa de las conexiones antes del inicio de la operación.
- Causas organizacionales: desde el punto de vista organizacional, el evento puede estar asociado a debilidades en los procedimientos operativos para actividades de transferencia o recirculación, particularmente en la verificación de conexión y supervisión de la actividad.

**Barreras de seguridad:** con el fin de evaluar el desempeño del sistema de control frente al incidente, se analizan la barreras de seguridad en la instalación.

**Tabla 7.**

*Evaluación de barreras de seguridad caso 3.*

<b>Tipo de barrera</b>	<b>Descripción</b>	<b>Evaluación</b>
<b>Primaria</b>	Integridad del sistema de transferencia de fluido y correcta alineación de las conexiones durante la operación de recirculación	Falló
<b>Secundaria</b>	Dique de contención para limitar la propagación del fluido derramado	Parcialmente efectiva
<b>Organizacionales</b>	Procedimientos operativos, verificación de las conexiones y supervisión de la actividad	Insuficiente

Con este análisis, se pueden evidenciar oportunidades de mejora en las barreras organizacionales relacionadas con la verificación operativa y la supervisión de la actividad.

**Recomendaciones:** considerando la multicausalidad del evento, se plantean la siguiente recomendaciones:

- Implementar procedimientos estandarizados, donde se incluya la verificación obligatoria de conexiones antes del inicio de la operación. Así como incorporar una lista de chequeo para actividades que involucren el uso de mangueras o conexiones temporales.
- Reforzar la supervisión operativa durante actividades críticas para detectar oportunamente las desviaciones en la condiciones normales de operación.
- Implementar sistemas de aseguramiento o bloqueo en conexiones temporales como conexiones con seguro mecánico, soportes, puntos de anclaje, entre otras, que permitan reducir la probabilidad de errores de alineación.

#### **5.3.4. Caso 4 – Emisión de gas natural por pitting**

**Fuente:** Formato Único de Contingencias – Sistema VITAL (Ecopetrol, 2024)

**Proyecto:** Plan de Manejo Ambiental para los campos de la superintendencia de Mares, Campo Llanito-Gala

**Operador:** ECOPETROL

**Ubicación:** Departamento de Santander, municipio Barrancabermeja, unidad territorial Llanito Alto.

**Descripción del incidente:** de acuerdo con el reporte presentado ante la ANLA el 7 de octubre del 2024, el evento se originó por la presencia de pitting en la línea de descarga de la tercera etapa de compresión K1. Como consecuencia, se liberó aproximadamente 0,173 pies cúbicos de gas natural al ambiente. El evento fue detectado por el operador en turno, durante la operación normal del sistema compresión presente en las facilidad de producción del campo. No se reportaron afectaciones al personal, fauna, flora o cuerpos de agua aledaños, únicamente afectación al aire. Como medida de control inmediata, el operador detuvo la unidad compresora de la tercera etapa y

redireccionó el flujo hacia la Tea, mientras el personal de mantenimiento realizó la intervención de la línea afectada.

**Caracterización del fluido presente:** el fluido involucrado corresponde a gas natural asociado a la producción de hidrocarburo del campo. Este fluido se caracteriza por su alta inflamabilidad y presión.

**Clasificación del riesgo:** de acuerdo con los riesgos establecidos en el capítulo 2 del presente trabajo, el evento se clasifica como:

- Riesgo principal: pérdida de contención de gas natural.
- Evento materializado: emisión del gas al ambiente.
- Riesgo potencial: potencial incendio o explosión en presencia de fuentes de ignición, considerando la naturaleza inflamable del gas natural y que este se encontraba en un sistema presurizado.

**Análisis causal:** a partir de la información reportada en el FUC, se identifican los siguientes factores causales que contribuyeron a la ocurrencia del evento:

- Causas técnicas: la causa inmediata del incidente corresponde a una falla de integridad en la línea de descarga, asociada a corrosión localizada tipo pitting permitiendo la pérdida de contención del gas natural en el sistema.
- Causas operacionales: el evento se manifestó durante condiciones normales de operación. Bajo este contexto, la operación del equipo sometido a condiciones de presión y temperatura contribuye a la corrosión del material de las líneas que transportan el gas.
- Causas organizacionales: la perspectiva organizacional juega un papel como factor subyacente, pues el incidente puede asociarse a posibles debilidades en los programas de inspección y monitoreo de la integridad de las líneas y equipos presentes en el proceso. Este

tipo de fallas suelen desarrollarse progresivamente y requiere de inspección periódica para su identificación antes de que se produzca la pérdida de contención.

El evento evidencia la interacción entre factores técnicos y organizacionales que permitieron que la degradación del material evolucionara hasta generar una pérdida de contención. Este comportamiento se alinea con los patrones identificados en los reportes internacionales analizados en capítulos anteriores, donde las fallas de integridad mecánica constituyen uno de los mecanismos más recurrentes en incidentes de seguridad de procesos.

**Barreras de seguridad:** con el fin de evaluar el desempeño del sistema de control frente al incidente, se analizan la barreras de seguridad en la instalación.

**Tabla 8.**

*Evaluación de barreras de seguridad caso 4.*

<b>Tipo de barrera</b>	<b>Descripción</b>	<b>Evaluación</b>
<b>Primaria</b>	Integridad mecánica en la línea de descarga del compresor	Falló
<b>Secundaria</b>	Sistema de control operacional	efectiva
<b>Organizacionales</b>	Programa de inspección y mantenimiento para la detección temprana de corrosión en las líneas	Insuficiente

**Recomendaciones:** teniendo en cuenta los factores causales identificados en el análisis, se plantean las siguientes recomendaciones orientadas a fortalecer la gestión del riesgos en las instalaciones de manejo de gas asociado:

- Fortalecer los programas de inspección y mantenimiento, incorporando técnicas de inspección no destructivas para la detección temprana de la corrosión en líneas de proceso.
- Implementar estrategias de monitoreo periódico del espesor de las tuberías en sistemas de compresión, especialmente en puntos críticos susceptibles a corrosión.

- Integrar análisis de riesgos específico para sistemas de compresión y descarga de gas, considerando presiones temperatura y composición del fluido.

### **5.3.5. Caso 5 – Emisión de gas por pérdida de contención en línea de transporte entre estaciones.**

**Fuente:** Formato Único de Contingencias – Sistema VITAL (ECOPETROL, 2023a)

**Proyecto:** Bloque de exploración Provincia

**Operador:** ECOPETROL

**Ubicación:** Departamento de Santander, municipio Rio negro, vereda Caño 7.

**Descripción del incidente:** De acuerdo con lo reportado al ANLA el 16 de octubre de 2023 a las 11:00am, personal de seguridad física identifico la presencia de burbujeo en el suelo sobre la vía donde se encuentra enterrada la tubería de 6” que transporta gas desde la estación Bonanza hacia la estación compresora Bonanza. El evento corresponde a una emisión de gas asociada a una pérdida de contención. Durante la verificación del evento se realizaron mediciones de atmósfera, identificando valores de Límite inferior de explosividad (LEL) de 38% a nivel de suelo, lo que evidencia la presencia de atmósfera potencialmente inflamable. Como medida de control, se activaron protocolos de emergencia, incluyendo monitoreo continuo de atmósferas, notificación al personal contraincendios y desplazamiento del equipo de mantenimiento para realizar excavaciones, confirmar la fuente de emisión y proceder con la reparación de la línea afectada.

**Caracterización del fluido presente:** el fluido involucrado corresponde a gas asociado a la producción de hidrocarburos livianos, transportado a través de una línea que conecta la estación de producción con el sistema de compresión. En el evento reportado, la pérdida de contención estimada corresponde aproximadamente a 6980 kpc de gas, lo cual produjo una afectación al aire.

**Clasificación del riesgo:** de acuerdo con los riesgos establecidos en el capítulo 2 del presente trabajo, el evento se clasifica como:

- Riesgo principal: pérdida de contención de gas natural
- Evento materializado: emisión de gas natural hacia la atmosfera, afectando aire
- Riesgo potencial: incendio o explosión en presencia de una fuente de ignición debido a la presencia de atmosferas inflamable.

**Análisis causal:** a partir de la información reportada en el FUC, se identifican los siguientes factores causales que contribuyeron a la ocurrencia del evento:

- Causas técnicas: la causa inmediata del incidente se relaciona con la pérdida de integridad en la línea enterrada de transporte de gas, lo que permitió la pérdida de contención del fluido hacia la superficie. Este tipo de fallas puede estar asociado a fenómenos de corrosión o defectos en el material. Este mecanismo coincide con lo observado en el caso 4, donde también se presentó una pérdida de contención asociada a la degradación de la integridad de la tubería, lo que actuó en ambos eventos como factor desencadenante de la pérdida de contención de gas.
- Causas operacionales: de forma similar a lo evidenciado en el caso 4, la condición operacional del sistema como la presión y flujo, pueden contribuir al deterioro progresivo del material de las líneas durante la operación regular del sistema, lo que demuestra que estos eventos pueden desarrollarse gradualmente hasta materializarse como una pérdida de contención.
- Causas organizacionales: el evento puede asociarse a posibles debilidades en los programas de inspección monitoreo de integridad de tuberías, particularmente en líneas enterradas donde la detección temprana de pérdidas de contención puede resultar más compleja.

La similitud entre los casos 4 y 5 permiten identificar un patrón común de riesgo asociado a la integridad de líneas de gas, lo cual refuerza lo planteado en el capítulo 2 respecto a la relevancia de las fallas técnicas como causas recurrentes en incidentes de seguridad de procesos en instalaciones de manejo de hidrocarburo liviano, condensado y gas asociado.

**Barreras de seguridad:** con el fin de evaluar el desempeño del sistema de control frente al incidente, se analizan las barreras de seguridad en la instalación.

**Tabla 9.**

*Evaluación de barreras de seguridad caso 5.*

<b>Tipo de barrera</b>	<b>Descripción</b>	<b>Evaluación</b>
<b>Primaria</b>	Integridad mecánica en la línea transporte de gas	Falló
<b>Secundaria</b>	Monitoreo de atmosferas y detección del gas	efectiva
<b>Organizacionales</b>	Programa de inspección y mantenimiento para la detección temprana de corrosión en las líneas	Insuficiente

**Recomendaciones:** con base en los factores identificados en el análisis causal, se plantean recomendaciones:

- Fortalecer los programas de integridad de las tuberías, adicionalmente implementar sistemas de monitoreo y detección temprana de pérdida de contención en líneas enterradas, particularmente en tramos críticos o de difícil acceso, con el fin de identificar posibles liberaciones de gas antes de que estas se manifiesten en superficie. Estas medidas resultan relevantes considerando que, tanto en el caso 4 como en el caso 5, la pérdida de contención se relaciona con fallas de integridad en las líneas.

Con el fin de sintetizar los resultados del análisis desarrollado en este capítulo, en la tabla 10, se presenta una comparación de los principales elementos identificados en los casos estudiados.

**Tabla 10.***Comparación de los casos analizados.*

<b>Caso</b>	<b>Instalación</b>	<b>Fluido</b>	<b>Causa inmediata</b>	<b>Causa subyacente</b>	<b>Riesgo materializado</b>
1	Tanque de almacenamiento	Gas asociado	Técnica	Operacional Humana	Pérdida de contención
2	Tanque de procesos (operación de trasiego)	Condensado	Operacional	Técnica Humana Organizacional	Pérdida de contención
3	Manguera de descarga de una bomba (operación de recirculación)	Condensado	Operacional	Humana Organizacional	Pérdida de contención
4	Línea de descarga de etapa 5 de compresión	Gas asociado	Técnica	Organizacional Operacional	Pérdida de contención
5	Línea de transporte a estación compresora	Gas asociado	Técnica	Organizacional Operacional	Pérdida de contención

Como se presenta en la tabla 10, los casos analizados permiten identificar patrones comunes asociados a eventos de pérdida de contención en facilidades de producción que manejan hidrocarburos livianos, condensado y gas asociado. En términos generales, los incidentes analizados se caracterizan por involucrar sistemas de transporte, almacenamiento o manejo de los fluidos mencionados, donde la pérdida de contención del hidrocarburo se origina principalmente por fallas de integridad de equipos o tuberías. En este sentido, se evidencia que las causas técnicas relacionadas con la integridad de las instalaciones constituyen uno de los factores más recurrentes en la materialización de este tipo de eventos, particularmente en líneas de procesos.

Adicionalmente, el análisis de los casos permitió identificar que, aunque las fallas técnicas suelen actuar como factor desencadenante de la pérdida de contención, generalmente la ocurrencia de los eventos, responde a la interacción con factores operativos y organizacionales, tales como condiciones de operación del sistema, limitación en la detección temprana de deterioros en la infraestructura u oportunidades de mejora en los programas de inspección y mantenimiento. Esta

interacción de causas confirma el carácter multicausal de los incidentes asociados a la seguridad de procesos en las facilidades de producción. De manera comparativa entre los casos nacionales e internacionales se destacan similitudes importantes relacionadas con pérdidas de contención originadas por fallas de integridad mecánica, deficiencias operacionales y debilidades en los programas de inspección y mantenimiento. A su vez, los reportes coinciden en que la materialización de los eventos ocurre cuando interactúan fallas técnicas, operacionales u organizacionales con debilidades en las barreras de seguridad orientadas a la prevención de pérdidas de contención. No obstante, en varios de los casos analizados, los protocolos de emergencia y medidas de control implementadas permitieron reducir la magnitud de las consecuencias sobre el personal, las instalaciones y el entorno.

A partir de este análisis, se debe resaltar la importancia de las barreras de seguridad implementadas en las facilidades, particularmente aquellas relacionadas con sistemas de aislamiento, protocolos de respuesta ante emergencias y procedimientos de control, con el fin de reducir la probabilidad de ocurrencia de eventos de pérdida de contención o la severidad de las consecuencias.

Lo expuesto anteriormente, no se limita únicamente a los casos analizados en el presente documento, puesto que durante la recolección y selección de la información disponible en el sistema VITAL, se identifican eventos similares, como por ejemplo, un incidente ocurrido en una línea de transferencia de gas cerca de la unidad compresora, donde se detectó pitting en la tubería de 6", generando una pérdida aproximada de 10 pies cúbicos de gas (ECOPETROL, 2023b). Esto refuerza la tendencia observada en los casos analizados.

Como complemento al análisis de incidentes presentado en este capítulo, se revisó información consolidada por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) relacionada con

procesos sancionatorios en el sector de hidrocarburos. En el documento denominado Análisis sancionatorios de hidrocarburos – resumen ejecutivo, la ANLA evaluó 389 casos, de los cuales 24 coinciden con las causas analizadas en el presente estudio. La clasificación de estos eventos evidencia que el 50 % corresponde a pérdidas de contención asociadas a derrames en líneas (fallas técnicas), seguido por otros eventos de pérdida de contención relacionados con fallas operacionales con un 25 %. Adicionalmente, se identifican incidentes asociados a fallas en tanques (8 %), y pérdidas de contención asociadas a sabotaje (4 %).

Estos resultados evidencian que la pérdida de contención es el evento más recurrente dentro de los incidentes que han derivado en procesos sancionatorios en el sector de hidrocarburos en Colombia. Este comportamiento es consistente con lo observado en los casos analizados en el presente capítulo, donde la mayoría de los incidentes evaluados corresponden a pérdidas de contención no controladas de hidrocarburos o gas asociadas a fallas de integridad, desviaciones operacionales o debilidades en los sistemas de control.

En conjunto, los casos estudiados y los datos proporcionados por la ANLA, se puede concluir que el control de la integridad de los equipos, el monitoreo de las condiciones operacionales y el fortalecimiento de los programas de mantenimiento e inspección son elementos clave para la prevención de incidentes asociados a la pérdida de contención, lo cual resulta coherente con los criterios de frecuencia y gravedad establecidos en la matriz de evaluación de riesgos desarrollada en el capítulo anterior a partir de reportes internacionales.

## **6. Recomendaciones para el fortalecimiento de la gestión del riesgo operacional en facilidades de producción de hidrocarburos livianos en Colombia.**

A partir del análisis desarrollado en los capítulos anteriores, donde se identificaron los principales riesgos asociados al manejo de condensado y gas asociado en facilidades de producción, así como las causas más relevantes en la materialización de riesgos, se presentan a continuación una serie de recomendaciones orientadas a fortalecer la gestión del riesgo operacional. Las recomendaciones se fundamentan en tres aspectos principales identificados en el presente estudio:

- La recurrencia de las fallas asociadas a la integridad de equipos y tuberías.
- La presencia de factores operacionales y organizacionales que favorecen la ocurrencia de incidentes.
- Las limitaciones identificadas en la información reportada en los formatos únicos de contingencias ambientales.

### **6.1. Fortalecimiento de la gestión de integridad de las instalaciones**

El análisis realizado en el capítulo 2 evidenció que las causas técnicas asociadas a la integridad de las instalaciones constituyen una de las categorías más recurrentes en los eventos de pérdidas de contención. Este comportamiento también fue identificado en los casos analizados en el capítulo 3, particularmente en los incidentes relacionados con emisiones de gas asociadas a degradación de tuberías por corrosión.

En este contexto, resulta fundamental fortalecer el control de la integridad de los equipos, líneas de flujo, colectores y sistemas de comprensión en las facilidades de producción de hidrocarburos livianos. Entre las acciones recomendadas se incluyen:

- Implementar estrategias de inspección y monitoreo de integridad, incorporando técnicas de inspección no destructiva orientadas a la detección temprana de corrosión, erosión o defectos estructurales en tuberías y equipos.

- Realizar monitoreo periódico de espesores en líneas de proceso, especialmente en puntos críticos asociados a cambios de presión, temperatura o composición del fluido.
- Fortalecer las estrategias de control de corrosión, incluyendo la evaluación periódica de condiciones de operación, composición del fluido y presencia de agentes corrosivos.

El fortalecimiento de estas estrategias permiten identificar de manera temprana procesos de degradación en los equipos, reduciendo la probabilidad de pérdidas de contención y posibles consecuencias.

## **6.2. Mejora en el control operacional de las facilidades de producción.**

A partir del análisis desarrollado en el capítulo 2 permitió identificar que, al igual que las causas técnicas, las causa operacionales también presentan un nivel crítico dentro de la matriz de evaluación de riesgos, evidenciando su relevancia dentro del sistema de gestión de riesgos.

De manera coherente, el análisis de los casos presentados en el capítulo 3 muestra que las causas operacionales aparecen recurrentemente, tanto como causa inmediata en algunos incidentes, como también en calidad de causa subyacente que contribuye a la materialización de los eventos. En particular, los casos asociados a pérdida de contención con derrame de condensado durante operaciones rutinarias, tales como trasiego de fluido, recirculación de condensado o manejo de sistemas de almacenamiento, evidencian como desviaciones en las condiciones normales de operación, manejo inadecuado de variables del proceso o errores durante la ejecución de actividades operacionales pueden generar pérdidas de contención.

En este contexto, resulta necesario fortalecer los mecánicos de control operacional en las facilidades de producción, especialmente en actividades relacionadas con el manejo, transferencia y almacenamiento de hidrocarburos livianos como condensado y gas asociado.

Entre las acciones recomendadas se incluyen:

- Desarrollar procedimientos operativos estandarizados para actividades críticas, tales como trasiego, transferencia o recirculación de fluidos.
- Incorporar listas de verificación operativa antes de la ejecución de actividades que impliquen manipulación de válvulas, mangueras o conexiones temporales.
- Fortalecer la supervisión operativa durante la ejecución de actividades críticas, con el fin de detectar oportunamente desviaciones respecto a las condiciones normales de operación.

### **6.3. Mejora en la calidad de los reportes de contingencia ambiental**

Durante el desarrollo del capítulo 3 se revisaron muchos reportes de contingencia ambientales registrados en el sistema VITAL de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA. Estos reportes son una fuente importante de información para la identificación y análisis de incidente operacionales en el sector de hidrocarburos.

No obstante, durante la revisión documental se identificaron alguna limitaciones en la información contenida en la mayoría de estos reportes, particularmente en lo relacionado con la descripción técnica del incidente y el análisis de las causas asociadas al evento.

En algunos casos, los reportes presentan descripciones generales del evento, sin detallar aspectos relevantes como:

- El mecanismo específico de falla que originó el incidente
- Las condiciones operativas del sistema al momento del evento.
- Las causas inmediatas y subyacentes
- Desempeño de las barreras de seguridad

Adicionalmente, se observó que en la muchos de los casos no se especifica de manera clara el tipo de fluido involucrado en el incidente, limitándose a mencionar de forma general la pérdida de contención de hidrocarburo. La ausencia de esta información dificulta la caracterización técnica

del evento, ya que el comportamiento del riesgo depende de si se trata de crudo liviano, mediano, pesado o gas asociado, fluidos que presentan propiedades fisicoquímicas diferentes y por lo tanto, riesgos operacionales distintos.

A diferencia con los casos internacionales analizados, los reportes publicados por la IOGP aunque presentan información breve, contienen descripciones técnicas más clara sobre la causa raíz, desempeño de las barreras de seguridad, condiciones operacionales, acciones correctivas y recomendaciones asociadas a la materialización del evento. En contraste, los reportes nacionales disponibles en el sistema VITAL contienen información básica del incidente y las medidas básicas de contingencia implementadas, con un menor nivel de profundidad para el análisis de las causas inmediatas y subyacentes. Es precisamente esta diferencia uno de los principales aspecto identificados en la presente investigación y evidencia la importancia de fortalecer la calidad técnica los reportes de contingencias en Colombia.

Esta situación puede limitar el uso de estos reportes como una herramienta de aprendizaje y de prevención de incidentes, ya que el análisis de eventos operacionales constituye uno de los mecanismos más importantes para fortalecer la gestión del riesgo.

Con el objetivo de fortalecer las observaciones dichas anteriormente e identificar patrones organizacionales que se puedan tomar como oportunidades de mejora, se revisó información proporcionada por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) relacionada con procesos de investigación derivados de incidentes ambientales en el sector de hidrocarburos. A partir del análisis de la base de datos “Hidrocarburos análisis”, se identificó que varios de los casos asociados a pérdidas de contención presentan observaciones por parte de la autoridad ambiental relacionadas con debilidades en la gestión documental y en la implementación de medidas de control del riesgo. Entre las principales observaciones se encuentran:

- no presenta información relacionada con el evento de contingencia reportado con número VITAL.
- no presenta evidencias documentales de implementación de programas de monitoreo del riesgo.
- ausencia de soportes de socialización de planes de manejo ambiental y contingencias con comunidades.
- Falta evidencias de talleres ambientales con comunidades y capacitaciones dirigidas a trabajadores y contratistas del proyecto.

Estos hallazgos evidencian que, en algunos casos, los reportes de contingencia ambiental no son utilizados como una herramienta integral de análisis y aprendizaje organizacional, sino principalmente como un requisito de reporte ante la autoridad ambiental. Esta situación resalta la necesidad de fortalecer los procesos de gestión del riesgo operacional dentro de las compañías operadoras, promoviendo el uso de los incidentes reportados como insumo para la mejora continua de los sistemas de control, monitoreo y prevención de pérdidas de contención en las facilidades de producción.

Entre las acciones que podrían contribuir a fortalecer el valor técnico de estos reportes se destacan:

- Incluir descripciones más detalladas sobre el mecanismo de falla que originó el incidente.
- Incluir un análisis de causas inmediatas y subyacentes que permita identificar oportunidades de mejora en la gestión del riesgo.
- Documentar de manera más completa las condiciones operacionales del sistema al momento del evento.

- Especificar claramente el tipo de fluido involucrado en el incidente (crudo liviano, pesado, condensado o gas).
- Incluir los riesgos potenciales que se pueden desencadenar en caso de no controlar la emergencia, teniendo en cuenta el entorno y la condiciones en las que se materializó el evento .
- Evaluar el desempeño de las barreras de seguridad presentes en la instalación identificando cuales fallaron y cuales contribuyeron a mitigar las consecuencias del incidente.

El fortalecimiento de estos aspectos permitirá que la información reportada en el sistema VITAL contribuya no solo al cumplimiento de los requerimientos regulatorios, sino también al desarrollo de una base de conocimiento que permita identificar patrones de falla y mejorar la gestión e riesgo en las facilidad de producción de hidrocarburos en el país.

En síntesis, las recomendaciones planteadas en este capítulo se fundamentan en los hallazgos obtenidos a lo largo del estudio, particularmente en la identificación de los riesgos asociados al manejo de condensado y gas asociado, el análisis las causas más recurrentes y la revisión de incidentes operacionales reportados en el contexto colombiano. Los resultados evidencias que las pérdidas de contención se relacionan principalmente con fallas de integridad, así como con factores operacionales y organizacionales que interactúan en la materialización de los eventos. En consecuencia, el fortalecimiento de las estrategias de mantenimiento, inspección y control de la integridad, la mejora en los controles operacionales de las facilidades y la mejora en la calidad de la información de los reportes de contingencias son elementos claves para reducir la recurrencia de estos incidentes.

## Conclusiones

El análisis desarrollado en la presente investigación permitió evidenciar que las pérdidas de contención son el evento más recurrente dentro de los riesgos identificados en las facilidades de producción de condensado y gas asociado. Tanto en la revisión internacional como en el análisis de los eventos a nivel nacional, el 100% de los incidentes analizados corresponden a este tipo de eventos. Adicional a esto, se puede decir que a través de estas pérdidas de contención, los incidentes pueden escalar a escenarios de mayor severidad como incendios o explosiones, dependiendo de las condiciones operativas y la efectividad de la barreras de control. Los reportes internacionales de la IOGP indican, que entre el 6% y el 8% de los eventos de pérdida de contención evolucionaron hacia incendios y explosiones.

No obstante, en los casos nacionales analizados no se reportaron escenarios de incendio o explosión, lo que sugiere que las medidas de respuesta y control implementadas permitieron evitar el escalamiento de las consecuencias asociadas a los eventos.

El análisis cualitativo de frecuencia y gravedad de las consecuencias, soportado en los datos de los informes de la IOGP y en los casos evaluados a nivel nacional, muestran que las causas técnicas y operacionales fueron las categorías con mayor recurrencia y criticidad en la materialización de incidentes. De acuerdo con la matriz de priorización, estas categorías alcanzaron niveles entre 6 y 9 al combinar alta frecuencia y potencial de severidad. Las causas técnicas, asociadas a fallas de integridad presentan altos niveles de recurrencia y se ubican en la matriz de criticidad en niveles medio-altos, reflejando su impacto en la ocurrencia de eventos de pérdida de contención. Por otro parte, las causas operacionales asociadas a falla en la ejecución de actividades y desviaciones en las condiciones de operación, alcanzan niveles críticos en la matriz, reflejando su influencia en la severidad de las consecuencias. En resumen, en la mayoría de los casos analizados, ambas

categorías se presentan de manera conjunta, dejando en evidencia que estas fallas suelen actuar de forma simultánea en la ocurrencia de los eventos.

El análisis de los incidentes reportados en Colombia evidencia patrones consistentes con la literatura internacional, donde la pérdida de contención se mantiene como el evento más frecuente en las facilidades de producción. Esta tendencia coincide con los reportes de la IOGP, donde el 83% de los eventos de seguridad de procesos corresponden a pérdidas de contención.

Así mismo, se confirma que los incidentes no responden a una única causa, sino a la interacción de factores técnicos, operacionales, organizacionales y humanos. En los 5 casos analizados se identificó al menos dos categorías causales por evento. Adicionalmente, se logró observar que, incluso dentro de la misma compañía operadora, se presentan incidentes recurrentes asociados a mecanismos de falla similares, lo que sugiere la persistencia de condiciones técnica y operacionales que favorecen la repetición de eventos.

El desarrollo de esta investigación presenta limitaciones asociadas a la calidad de la información, dado que los Formatos Únicos de Contingencia FUC contienen una descripción general del evento, detallando muy poco o nada las condiciones operativas, el tipo de fluido involucrado y la causa inmediata, causando una reducción significativa de los eventos que se pueden analizar y deja en evidencia que aún existen debilidades en la documentación, monitoreo y seguimiento de los riesgos operacionales, lo que no permite el aprovechamiento de la información como herramienta de aprendizaje.

### Referencias bibliográficas

- CNEOG Colombia (2024). *Formato Único de Contingencias Ambientales(FUC)*.
- CNEOG Colombia. (2025). *Formato Único de Contingencias Ambientales(FUC)*.
- ECOPETROL. (2023a). *Formato Único de Contingencias Ambientales(FUC)*.
- ECOPETROL. (2023b). *Formato Único de Contingencias Ambientales(FUC)*..
- Ecopetrol. (2024). *ECOPETROL. Formato Único de Contingencias Ambientales(FUC)*.
- Ecopetrol. (2025a). *Formato Único de Contingencias Ambientales(FUC)*.
- Ecopetrol. (2025b, Noviembre 19). *Histórico de incidentes con afectación al medio ambiente*.  
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/prevencion-remediacion/historico-incidentes>
- Escorial Bonet, Á. E. A. J. (2019). *Guía para la aplicación de UNE-ISO 31000:2018*.  
<https://elibro-net.bibliotecavirtual.uis.edu.co/es/ereader/uis/118154?page=24>.
- ICONTEC. (2019). *NTC-ISO 31000 Gestión del riesgo. Directrices*. <https://ecollection-icontec-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co>
- International Association of Oil & Gas Producers (IOGP). (2024a). *IOGP Safety performance indicator: Process safety events-2024 data (report 2024p)*.  
<https://www.iogp.org/bookstore/product/iogp-safety-performance-indicators-process-safety-events-2024-data/>
- International Association of Oil & Gas Producers (IOGP). (2024b). *Safety performance indicators- Process safety events-2024 data Tier 1 PSE, fatal incident, and high potential event reports*.  
<https://www.iogp.org/bookstore/product/safety-performance-indicators-process-safety-events-2024-data-tier-1-pse-fatal-incident-and-high-potential-event-reports/>

ISO/IEC. (2022). *International Standard ISO/IEC 27005*. ISO . <https://ecollection-icontec-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/pdfview/viewer.aspx>

Ivanov, I., Bradbeer, A., & McKenzie-Kerr, A. (2016). *SPE-182573-MS Human Factors Management at Oil and Gas Assets: Increasing Personnel Risk Awareness Through Implementation of Safety Leadership Training Programs*. <http://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-pdf/16CTCE/16CTCE/SPE-182573-MS/1403826/spe-182573-ms.pdf>

NTC-ISO 31000. (2018, July 18). *Gestión del riesgo. Directrices*. <https://ecollection-icontec-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/pdfview/viewer.aspx?locale=es>

Sklet, S., Jarl Ringstad, A., Anette Steen, S., Tronstad, L., Haugen, S., Seljelid, J., Kongsvik, T., Apertura, S., Waero, I., & de Janeiro, R. (2010). *Monitoring of Human and Organizational Factors Influencing the Risk of Major Accidents Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Society of Petroleum Engineers. <http://onepetro.org/SPEHSE/proceedings-pdf/10HSE/10HSE/SPE-126530-MS/3822883/spe-126530-ms.pdf>