Investigación del origen de las Manifestaciones de Hidrocarburos y sus Efectos en el Área de San Luis de Gaceno y sus Alrededores

Informe de actividades febrero 2026

Bogotá, D. C., febrero de 2026



Servicio Geológico Colombiano

Julio Fierro Morales
Director general

Edward Salazar
Directora técnica de hidrocarburos

Andrés Reyes Merchán
Supervisor del contrato

Yuliana Ramírez Matiz
Líder Técnico del proyecto

Autor
Ing. Petróleos – Fabian Rodriguez

Grupo de trabajo: Dirección Técnica de Hidrocarburos

Proyecto: Investigación del origen de las manifestaciones de hidrocarburos en superficie y sus efectos en el área de San Luis de Gaceno y sus alrededores

INFORME DE ACTIVIDADES NOVIEMBRE 2026

Durante el presente mes del año en curso, se realizaron las siguientes actividades relacionadas con mis obligaciones contractuales:

1. **Analizar la información de cementación y otros indicadores de integridad de los pozos del área de influencia del proyecto.**

   No se ha recibido información adicional relacionada con la problemática en el mes inmediatamente anterior.

2. **Recolectar y analizar información sobre indicadores de presencia de cemento, indicadores de adherencia e integridad de barreras de retención de presión en los pozos del área de estudio**

   A través del ente regulador (ANH), se requirió a la operadora la actualización sobre las condiciones de cabezales y barreras mecánicas, sobre lo cual la operadora informo en la misma comunicación anterior que: "Actualmente se adelanta la evaluación de proveedores para realizar la inspección integral de los cabezales y de las barreras mecánicas, con el fin de soportar bajo informes técnicos sus condiciones actuales"

3. **Realizar el seguimiento en la administración de presiones anulares realizado por las operadoras del área de estudio.**

   No se recibió información adicional relacionada con el seguimiento a presiones anulares en el mes objeto de este reporte.

4. **Participar en las mesas técnicas relacionadas con los procedimientos de ingeniería de pozos**

   Se participo en las siguientes reuniones:

   - Cronograma ingeniería, Lunes, 2 de febrero
   - Reunión técnica proyecto SLG, Jueves, 12 de febrero

5. **Conceptuar sobre los informes técnicos relacionados con la problemática emitidos por la ANH**

   En reunión con representantes del Ministerio de Minas y energía, Agencia Nacional de Hidrocarburos y Ecopetrol, se presento la necesidad de unificar el estándar de evaluación de la integridad de pozos que seria incluido en la guía de evaluación de rezumaderos, Ecopetrol ha venido empleado en la evaluación de integridad de sus activos la norma ISO 16530, mientras que en el Servicio Geológico y para el proyecto

de San Luis de Gaceno se ha utilizado el estándar NORSOK D-010, en razón a lo anterior al interior de la Dirección Técnica de Hidrocarburos se recomendó adelantar una revisión comparativa de la norma ISO y el estándar NORSOK D-010, la cual se adjunta en el documento "SGC_Comparativo_EstandaresIntegridadPozos.pdf"

En dicho documento técnico se compara y analiza los estándares NORSOK D-010 (Rev. 4, junio 2013; actualizado a Rev. 5 en 2021) e ISO 16530-1-2 (2017), enfocándose en aspectos clave de integridad de pozos en la industria del petróleo y gas. NORSOK D-010 es un estándar noruego desarrollado por la industria petrolera noruega, mientras que ISO 16530-1 es un estándar internacional para la gobernanza del ciclo de vida de la integridad de pozos. Ambos buscan reducir riesgos de liberación incontrolada de fluidos de formación, pero difieren en enfoque: NORSOK D-010 es más prescriptivo y detallado en requisitos funcionales y de rendimiento, mientras que ISO 16530-1 es más descriptivo y basado en rendimiento, enfatizando la gestión de riesgos.

El análisis cubre definiciones, enfoque de gestión, alcance, fases del ciclo de vida del pozo, requisitos para evaluación de integridad, pruebas de diagnóstico y aspectos adicionales relevantes. Se basa en el contenido extraído de los documentos estándar y comparaciones existentes.

6. **Participar en las mesas técnicas para la integración y análisis de resultados del equipo de investigación**

   No se realizaron mesas técnicas para la integración y análisis de resultados

7. **Participar en procesos de apropiación social del conocimiento y comunicación institucional programadas por el SGC**

   No se han adelantado procesos de apropiación del conocimiento ni comunicación institucional.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO

Dirección de Hidrocarburos

Comparativo Estándares Usados en la Industria Para Evaluar la Integridad de Pozos

Bogotá, febrero de 2026

1. Introducción

Este documento compara y analiza los estándares NORSOK D-010 (Rev. 4, junio 2013; actualizado a Rev. 5 en 2021) e ISO 16530-1 (2017), enfocándose en aspectos clave de integridad de pozos en la industria del petróleo y gas. NORSOK D-010 es un estándar noruego desarrollado por la industria petrolera noruega, mientras que ISO 16530-1 es un estándar internacional para la gobernanza del ciclo de vida de la integridad de pozos. Ambos buscan reducir riesgos de liberación incontrolada de fluidos de formación, pero difieren en enfoque: NORSOK D-010 es más prescriptivo y detallado en requisitos funcionales y de rendimiento, mientras que ISO 16530-1 es más descriptivo y basado en rendimiento, enfatizando la gestión de riesgos.

El análisis cubre definiciones, enfoque de gestión, alcance, fases del ciclo de vida del pozo, requisitos para evaluación de integridad, pruebas de diagnóstico y aspectos adicionales relevantes. Se basa en el contenido extraído de los documentos estándar y comparaciones existentes

2. Definiciones

2.1. Similitudes

Ambos estándares comparten definiciones fundamentales para conceptos clave de integridad de pozos, alineadas con prácticas industriales estándar. Por ejemplo:

- **Integridad del Pozo (Well Integrity):** Ambas definen como la aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación a lo largo del ciclo de vida del pozo. NORSOK enfatiza la prevención de flujo incontrolado a través de barreras, mientras que ISO añade "contención y prevención de escape de fluidos a formaciones subterráneas o superficie".

- **Barrera del Pozo (Well Barrier):** Enfoque similar como una envolvente o combinación de elementos que previene el flujo no intencional de fluidos desde la formación al pozo, entre formaciones o al ambiente externo. Ambas distinguen barreras primarias (primera contra fuente de influjo) y secundarias (respaldo).

- **Elemento de Barrera del Pozo (Well Barrier Element - WBE):** Componentes físicos (e.j., cemento, casing, fluido, válvulas) que forman barreras. Ambos requieren verificación y monitoreo.

- **Otros términos comunes:** Fuente de Inflow (formación con potencial de flujo), Presión de Integridad de Formación (resistencia de la formación), Prueba de Presión (verificación de contención), Riesgo (probabilidad y severidad), Anomalía (condición atípica), MAASP (presión máxima permisible en ev)

2.2. Diferencias

- **Enfoque Detallado:** NORSOK D-010 proporciona definiciones más prescriptivas y técnicas, como "Cemento Crítico" (cemento en casing de producción o compartido en barreras), "Factor de Diseño" (1.10 para burst/collapse), y términos operativos específicos (Kick Tolerance, Well Barrier Schematic - WBS). ISO 16530-1 es más general, incluyendo términos como "ALARP" (tan bajo

como razonablemente practicable), "Modo de Falla" (failure mode), y "Riesgo Residual" (riesgo restante post-controles), enfatizando análisis de riesgos.

- **Términos Específicos:** NORSOK incluye abreviaturas y nombres de casing/liner detallados (A-annulus, B-annulus), mientras que ISO añade "Hazard" (fuente de daño potencial), "Major Accident Hazard" (MAH), y "Performance Standard" (estándar de rendimiento para sistemas).

- **Barreras Adicionales:** ISO incluye barreras operativas, humanas, administrativas e impactantes, mientras que NORSOK se centra en barreras mecánicas y de fluidos.

Aspecto	NORSOK D-010	ISO 16530-1
Integridad del Pozo	Enfoque en barreras para prevención de flujo incontrolado.	Enfoque en contención y gobernanza del ciclo de vida.
Barrera Primaria/Secundaria	Mínimo dos para formaciones con flujo; verificación estricta.	Al menos dos para pozos fluyendo; basado en riesgo.
Anomalía	Condición que difiere de lo esperado.	Estado que difiere de lo típico, con evaluación de riesgos.

3. Enfoque de Gestión

3.1. Similitudes

Ambos promueven un sistema de gestión sistemático para integridad de pozos, incluyendo organización, competencias, procedimientos, análisis de riesgos, monitoreo continuo y mejora. Requieren un enfoque basado en riesgos (ALARP en ISO, evaluación de riesgos en NORSOK), manejo de cambios (MoC), y documentación (esquemas de barreras, límites operativos). Ambas enfatizan la verificación de barreras y acciones correctivas para fallas.

3.2. Diferencias

- **Prescriptivo vs. Basado en Rendimiento:** NORSOK D-010 es más prescriptivo, con principios generales (Sección 4) que incluyen factores de diseño específicos, criterios de aceptación de elementos (EAC Tables 1-59), y procedimientos detallados para control de pozos y simulacros. ISO 16530-1 es más descriptivo, centrado en gobernanza (Well Integrity Management System - WIMS), con énfasis en políticas, KPIs, auditorías y mejora continua (Cláusula 5).

- **Estructura:** NORSOK integra gestión en principios generales, con requisitos para competencias, transferencia de experiencia y planes de contingencia (e.g., blowout). ISO estructura explícitamente WIMS con elementos como registro de riesgos, filosofía de barreras y estándares de rendimiento.

- **Monitoreo y Mejora:** NORSOK requiere simulacros regulares y análisis de tendencias; ISO añade FMECA (análisis de modos y efectos de fallas) y revisiones periódicas

4. Alcance

4.1. Similitudes

Ambos cubren integridad de pozos para reducir riesgos de liberación incontrolada de fluidos, aplicables a todos los tipos de pozos (exploración, producción, inyección, onshore/offshore/subsea). Incluyen diseño, operación, monitoreo y abandono, excluyendo control de pozos durante operaciones activas

4.2. Diferencias

- **Extensión:** NORSOK D-010 se enfoca en requisitos mínimos funcionales y de rendimiento para diseño, planificación y ejecución en operaciones de perforación y tipos de pozos (e.g., HPHT, aguas profundas). ISO 16530-1 abarca gobernanza del ciclo de vida completo, escalable por riesgos, y no aplica a integridad del pozo perforado (wellbore integrity).

- **Complementos:** NORSOK referencia estándares noruegos (e.g., Guideline 117); ISO complementa con ISO/TS 16530-2 para fase operativa

5. Fases Evaluadas durante la Vida del Pozo

5.1. Similitudes

Ambos cubren el ciclo de vida completo: diseño, construcción, operación, intervención y abandono. Requieren esquemas de barreras (WBS en NORSOK, esquemáticos en ISO) y verificación en cada fase.

5.2. Diferencias

- **Estructura por Fases:** NORSOK organiza por actividades (Secciones 5-14: perforación, pruebas, completamiento, producción, abandono, intervenciones como wireline/coiled tubing). ISO estructura por fases (Cláusulas 6-11: Basis of Design, Design, Construction, Operational, Intervention, Abandonment), con elementos comunes (Cláusula 5).

- **Detalles:** NORSOK proporciona ejemplos detallados de WBS y EAC por fase; ISO enfatiza riesgos y entregables (e.g., handover documentation). Para abandono, NORSOK especifica plugs eternos (e.g., 50-100m cemento, verificación por logs/tagging); ISO es más general, enfocando selección y verificación basada en riesgos.

- **Suspensión/Abandono:** NORSOK limita el abandono temporal sin monitoreo a 3 años; ISO no especifica límites temporales, pero requiere evaluación de riesgos

Fase	NORSOK D-010	ISO 16530-1
Diseño	Basis of Design con cargas y factores.	Basis of Design (hazards) + Design (controles).
Construcción	Perforación/completamiento con verificación.	Verificación de elementos y manejo de variaciones.
Operación	Monitoreo de anulares y anomalías.	Monitoreo, mantenimiento y revisiones periódicas.
Intervención	Procedimientos específicos por tipo (e.g., wireline).	Evaluación de barreras pre/post-intervención.
Abandono	Permanente con plugs verificados; temporal monitoreado.	Planes de barreras permanentes basados en riesgos

6. Requisitos para la Evaluación de Integridad

6.1. Similitudes

Ambos requieren evaluación continua mediante monitoreo (presiones, niveles de fluido), pruebas periódicas y análisis de anomalías. Enfatizan MAASP, verificación de barreras y acciones para fallas (e.g., reparación inmediata para elementos críticos)

6.2. Diferencias

- **Criterios:** NORSOK es prescriptivo con EAC tablas (e.g., tasa de fuga cero, duración de pruebas 10 min), pruebas de integridad de formación (PIT/FIT/LOT/XLOT) y monitoreo continuo de anulares. ISO es basado en riesgos, con umbrales (e.g., MAASP ≤80% para operación), modelado de fallas y revisiones periódicas (e.g., end-of-life reviews).

- **Tolerancia a Fugas:** NORSOK acepta tasa de fuga cero para la mayoría de barreras; ISO permite tasas basadas en estándares (e.g., ISO 10417 para válvulas), con evaluación de riesgos para presión sostenida en anulares (SAP).

- **Frecuencia:** NORSOK especifica (e.g., pruebas de BOP cada 14 días); ISO es riesgo-based (e.g., considerando corrosión, subsidencia).

7. Pruebas de Diagnóstico

7.1. Similitudes

Incluyen pruebas de presión/fuga, inflow testing, monitoreo de anulares y logs (e.g., bonding para cemento). Ambas requieren calibración de instrumentos y documentación de resultados.

7.2. Diferencias

- **Tipos Específicos:** NORSOK detalla simulacros (e.g., kick, choke), pruebas de funcionamiento (e.g., válvulas mensuales), y diagnósticos operativos (e.g., overpull para BOP subsea). ISO enfatiza bleed-down/build-up para identificación de fuentes en anularess, firma hidráulica para testing, y determinación de tasa de fuga (Annex I).

- **Frecuencia y Criterios:** NORSOK: Pruebas altas/bajas con duración fija, tasa cero. ISO: Basado en riesgos, con anexos para gas-lift válvulas y MAASP.

8. Aspectos Adicionales Relevantes

Ambos abordan riesgos (e.g., H2S/CO2, subsidencia), manejo de anulares (e.g., presiones térmicas/SAP), y contingencias (e.g., relief wells). Enfatizan competencias, auditorías y mejora continua, sin embargo difieren en aspectos como:

- **Barreras y Verificación:** NORSOK tiene 59 EAC tablas detalladas; ISO usa filosofías de barreras y FMECA.

- **Abandono:** NORSOK especifica materiales (e.g., cemento no cementicio) y verificaciones eternas (e.g., formación creeping); ISO es más flexible, basado en riesgos.

- **Competencia con Otros Estándares:** NORSOK se ve como competencia a ISO, pero cubre ciclo completo en un documento; ISO complementa con parte 2 para operación.

- **Aplicación Global:** NORSOK es noruego pero influyente; ISO es internacional, con recomendaciones escalables.

9. Implementación Estándar ISO

Un plan de implementación práctico (prioridades, responsables, cronograma y entregables) para alinear e implantar ISO/TS 16530-2 (fase operativa) con NORSOK D-010 en su operación; estaría diseñado para ejecución en 90 días con hitos trimestrales y acciones inmediatas. ISO/TS 16530-2 se centra en un Well Integrity Management System para la fase operativa, mientras que NORSOK D-010 aporta requisitos técnicos prescriptivos y cobertura de ciclo de vida.

9.1. Objetivo y alcance del plan

Objetivo:
Alinear políticas, procesos y pruebas entre ISO/TS 16530-2 y NORSOK D-010 para garantizar cumplimiento técnico y de gestión.

Alcance:
Todas las actividades de fase operativa del pozo; incluir revisión de handover, MAASP, barreras, pruebas de fugas y MOC.

9.2. Cronograma de implementación (90 días)

Fase	Duración	Actividad clave	Responsable	Entregable
1. Kick-off & Gap-analysis	0–14 días	Mapear cláusulas ISO → secciones NORSOK; identificar gaps técnicos y de gestión	WIMS Lead; Well Engineer	Informe Gap (1-2 páginas)
2. Política y roles	15–28 días	Definir WIMS, roles, matriz de competencias (ISO Clauses 5–7)	HSE Manager; HR	WIMS Policy; Competency Matrix
3. Requisitos técnicos	29–45 días	Alinear criterios de aceptación de barreras, MAASP y pruebas (NORSOK prescriptivo).	Well Engineer; Technical Authority	Spec. técnica de barreras y MAASP
4. Plan de monitorización y pruebas	46–60 días	Establecer frecuencia de monitoreo, pruebas de fugas, registros (ISO Anexos H/I; NORSOK pruebas).	Operations; Integrity Team	Plan de monitoreo y checklist
5. MOC, auditoría y KPIs	61–75 días	Implementar MOC, KPIs, auditoría interna y plan de mejora continua (ISO Clauses 17–20).	WIMS Lead; QA	Procedimiento MOC; Dashboard KPI
6. Piloto y cierre	76–90 días	Ejecutar piloto en 1 pozo; lecciones aprendidas; plan de despliegue completo	Project Sponsor	Reporte piloto + Plan 12 meses

9.3. Prioridades técnicas inmediatas (acciones 0–14 días)

- Realizar gap-analysis entre ISO cláusulas (p. ej. MAASP, well barrier envelopes) y NORSOK secciones de aceptación de barreras.
- Asegurar evidencia documental de handover y registros de pruebas previas (requisito ISO). (ISO/TS 16530-2, attached)
- Nombrar WIMS Lead y equipo de integridad.

9.4. Riesgos y mitigaciones

- Riesgo: Quedarse solo con el marco ISO sin prescripciones técnicas → Mitigación: adoptar NORSOK como referencia técnica mínima para pruebas y aceptación.
- Riesgo: Falta de competencias → Mitigación: formación rápida y matriz de competencia (día 15–28).
- Riesgo regulatorio local: revisar requisitos colombianos y adaptar MAASP/MOC.

9.5. Siguientes pasos y entregables inmediatos

- Aprobación del plan (48 h).
- Kick-off meeting con stakeholders (día 3).
- Entrega Gap-analysis (día 14).

9.6. Gap-análisis cláusula-a-cláusula

ISO Clause	NORSOK Expectativa	Gap	Acción requerida
1 Scope	Cubre ciclo de vida completo (diseño → abandono).	ISO/TS 16530-2 limitado a fase operativa.	**Añadir anexo WIMS** que referencie requisitos de diseño/perforación NORSOK; responsable: WIMS Lead.
2 Normative references	NORSOK incluye referencias técnicas y reglamentarias locales.	ISO lista referencias generales; falta alineamiento local.	**Mapear referencias** regulatorias locales y NORSOK; responsable: Regulatory Affairs.
3 Terms and definitions	Definiciones operativas y prescripciones de NORSOK.	Diferencias semánticas (ej. MAASP, WBE).	**Unificar glosario corporativo** con notas de interpretación; responsable: Technical Authority.
4 Abbreviated terms	NORSOK usa abreviaturas técnicas específicas.	Necesidad de consistencia en documentación.	**Actualizar plantillas** y etiquetas en WIMS.
5 Well integrity management system	NORSOK exige procedimientos técnicos y evidencia de ejecución.	ISO define WIMS pero menos prescriptivo en formatos.	**Incorporar SOPs NORSOK** dentro del WIMS (SOPs, checklists).
6 Policy and strategy	NORSOK espera performance standards y criterios técnicos.	ISO exige política; NORSOK exige métricas técnicas.	**Definir performance standards** (SCE) y anexar a la política.
7 Resources, roles, competency	NORSOK puede requerir certificaciones específicas.	ISO requiere matriz de competencia pero no certificaciones concretas.	**Actualizar matriz** con requisitos NORSOK; plan de formación.
8 Risk assessment	NORSOK exige verificación técnica de controles críticos.	ISO promueve FMEA/FMECA; falta verificación documentada.	**Definir pasos de verificación** y evidencias (firmas, cálculos).
9 Well barriers	NORSOK: esquemas de barrera por actividad y criterios cuantificados.	ISO define WBE pero menos prescriptivo.	**Adoptar tablas NORSOK** como mínimos; registrar WBE en formato único.
10 Component performance standard	NORSOK especifica criterios de aceptación y pruebas mínimas.	ISO incluye anexos (H/I) pero no siempre valores mínimos.	**Establecer valores mínimos** (leak-rate, tolerancias) en WIMS.
11 Operating and component limits	NORSOK define límites operativos y verificación.	ISO requiere límites y MOC; NORSOK más prescriptivo.	**Plantilla de límites** con control de versiones y aprobaciones.
12 Monitoring and surveillance	NORSOK fija frecuencias mínimas y métodos.	ISO usa enfoque riesgo-basado; puede ser menos conservador.	**Adoptar la frecuencia más conservadora** entre ISO-Riesgo y NORSOK; documentar justificación.
13 Annular pressure management	NORSOK exige procedimientos de identificación de fuentes y acciones.	ISO describe MAASP y gestión; NORSOK más detallado en acciones.	**Implementar procedimiento operativo** para annulus management con triggers y responsables.
14 Well handover	NORSOK exige paquetes técnicos completos y trazabilidad.	ISO requiere handover (Anexo M) pero NORSOK exige formatos.	**Estandarizar paquete de handover** (checklist + archivos técnicos).

15 Well maintenance	NORSOK define pruebas y frecuencias de mantenimiento.	ISO define mantenimiento y pruebas; NORSOK más prescriptivo.	**Alinear plan de mantenimiento** con NORSOK; actualizar repuestos críticos.
16 Integrity failure management	NORSOK exige respuesta técnica y criterios de priorización.	ISO define ranking y modelo de fallo; NORSOK exige evidencia técnica.	**Definir playbook** de respuesta con criterios y plantillas de reporte.
17 Management of change	NORSOK exige trazabilidad técnica y aprobación por autoridad técnica.	Coincidente en principio; NORSOK más exigente en evidencia.	**Fortalecer MOC** con cálculos, análisis de riesgo y aprobaciones técnicas.
18 Well records and reporting	NORSOK exige registros completos y formatos.	ISO exige registros; NORSOK exige formatos y retención.	**Implementar repositorio** WIMS con metadatos y retención.
19 Performance monitoring	NORSOK exige KPIs técnicos y auditorías técnicas.	ISO exige KPIs; NORSOK define métricas técnicas.	**Definir KPIs técnicos** (leak-rate trends, MAASP breaches).
20 Compliance audit	NORSOK auditorías técnicas y cumplimiento prescriptivo.	ISO define auditoría; NORSOK más prescriptivo.	**Plan de auditoría** que incluya auditorías técnicas NORSOK.
Annexes A–N	NORSOK tiene anexos técnicos y ejemplos.	ISO provee ejemplos (MAASP, leak-rate) pero NORSOK puede requerir formatos distintos.	**Mapear anexos** y convertir ejemplos ISO a formatos NORSOK; responsable: Integrity Team.

Notas de priorización:

- **Prioridad Alta:** WBE unificado, MAASP plantilla, procedimientos de annulus management, SOPs de pruebas.
- **Prioridad Media:** Matriz de competencias y plan de formación, MOC reforzado.
- **Prioridad Baja:** Ajustes de documentación y retención.