

**REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE RIESGOS DE
POZOS INACTIVOS Y/O ABANDONADOS EN SUPERFICIE (CABEZA DE
POZO) Y SUBSUELO APLICADO AL CAMPO NUTRIA.**

GUILLERMO AUGUSTO MUÑOZ AVELLANEDA

NINFA DEL CARMEN DÍAZ ORDÓÑEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2016

**REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE RIESGOS DE
POZOS INACTIVOS Y/O ABANDONADOS EN SUPERFICIE (CABEZA DE
POZO) Y SUBSUELO APLICADO AL CAMPO NUTRIA.**

GUILLERMO AUGUSTO MUÑOZ AVELLANEDA

NINFA DEL CARMEN DÍAZ ORDÓÑEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

M Sc. JULIO CESAR PÉREZ ANGULO

Docente Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS.

Codirector

M Sc. WUILMER ALEXIS CORREA

Ing. de Petróleos – Profesional en Desincorporación de Activos, ECOPETROL.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2016

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por dirigir mi vida cada momento y permitirme gozar cada día de todos los seres queridos y personas con quienes comparto a diario.

...Gracias a mi madre, mi negra **Cecilia del C. Ordóñez Ordóñez** que estas siempre en mi corazón, por enseñarme a sonreír, a ser feliz, a soñar y esforzarme cada día por lo que deseo y a seguir adelante a pesar de las circunstancias ...a mi Padre **Miguel A. Díaz Narváez** por ser esa persona que me escucha a diario, quien me aconseja, y muchas veces sin darse cuenta me fortalece, me motiva para seguir adelante y que desde muy pequeña me enseñó junto a mi hermanito a trabajar y a ser independientes.

...A mi hermanito **Miguel F. Díaz Ordóñez**, gracias chinito por estar pendiente de mí, por sus consejos y llamados de atención, gracias chinito por darme a mis 2 sobrinos **Daniel Díaz y Laurita Díaz**, quienes desde que nacieron son la felicidad en nuestra familia....

...Mi amor **Guillermo Muñoz**... gracias por estar cuando te necesito, por escucharme, por ser mi inspiración, por ser un gran amigo, mi compañero de estudios, de viajes, de tesis y más. ;)

Muchas gracias a todas las personas que aportaron para que mis sueños se hicieran realidad, por apoyarme en momentos que necesite su ayuda...

Gracias Dios por escucharme y hacer de mis sueños una realidad...

.....Ninfa del C. Díaz Ordóñez.....

DEDICATORIA

A **Dios** por ser omnipresente en mi vida apoyándome en cada etapa a tomar las mejores decisiones para encontrarme en el momento adecuado con las situaciones y personas adecuadas además de brindarme salud, felicidad a mis seres queridos, cuidarme y mostrarme los más bellos lugares en cada pedaleada.

A **mi madre Flor** por estar siempre apoyándome desde que nací hasta ahora a forjarme como persona, a cuidarnos de todo mal y enseñarnos cada día la importancia de creer en dios.

A **mi padre Juan** que, sin su apoyo incondicional e invaluable, este trayecto sería más largo y difícil, me siento muy orgulloso del trabajo y esperanza que puso en mí para llegar a lograr lo que nos cometimos, esta es una victoria de los dos.

A **Gabriel** porque con sus experiencias me ha brindado los mejores consejos que alguien me podría dar para seguir adelante y dejar el nombre de la familia en alto.

A **Claudia** porque gracias a ella logre enfocar mi duro inicio de carrera además de ser mi escucha en momentos donde más lo necesitaba y a pesar de la situación podía contar con ella.

A **Pipe** que, con su atención y alegría, me hace recordar la infancia que compartimos y su saber que siempre estará ahí apoyándome.

A **toda mi familia** porque a pesar de estar lejos son una motivación para seguir adelante.

A mi compañera de viaje y de mil batallas **Ninfa Díaz** mi cielito que, con su apoyo incondicional y ejemplo de vida, me ha mostrado que las cosas sí se pueden y que trabajando en equipo se puede llegar lejos, como lo estamos haciendo ahora.

A **mi querida profesora Margarita Niebles**, sin su apoyo quizá no estuviese cumpliendo mi sueño, gracias profe.

A todos aquellos **amigos y compañeros** de la universidad que sin duda me enseñaron muchas cosas y pasamos momentos chéveres.

Y por último a la gloriosa **Universidad Industrial de Santander** por acogerme, ser mi alma mater, y enseñarme a través de los docentes mi profesión, a todas las empleadas que hacen funcionar esta grandiosa universidad, gracias.

ATT: Guillermo Augusto Muñoz Avellaneda

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos al ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo por su gran colaboración en el desarrollo de este proyecto, en acogernos, asesorarnos en cada etapa de este proyecto.

Al ingeniero Iván Uribe, por su disponibilidad, generosidad y compromiso al compartir sus conocimientos e ideas.

Al ingeniero Luis Ramírez por su apoyo desde el primer momento hasta el final, por su disponibilidad, paciencia, ganas de enseñar, carisma y humildad.

Al ingeniero William Páez por permitirnos muy amablemente su colaboración en la realización de la tesis.

A los ingenieros Wuilmer Correa, Ludwing López y Fernando Rincón por asignarnos y colaborarnos con la realización del proyecto.

A cada uno del ingeniero del ICP por su gran colaboración en el desarrollo de la tesis, Gracias.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos y la Universidad Industrial de Santander por ser la escuela que nos formó para ser profesionales, nos permitió conocer muy buenas personas y tener grandes experiencias.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	16
1. POZOS ABANDONADOS E INACTIVOS.....	17
1.1 CONCEPTOS Y PROCEDIMIENTOS.....	17
1.1.1 Pozos inactivos.....	18
1.1.2 Pozos abandonados.	18
1.1.3 Taponamiento de pozos.....	19
1.1.3.1 Cementación.....	1919
1.1.3.1.1 Cementación Primaria.....	20
1.1.3.1.2 Cementación forzada.....	2020
1.1.3.1.3 Taponamiento con cemento.....	2020
1.1.3.1.4 Diseño de la lechada de cemento.	2121
1.1.3.1.5 Problemas comunes en la cementación.....	222
1.1.3.2 Técnicas comunes para el taponamiento de pozos.....	23
1.1.3.2.1 Método de tapón balanceado.....	23
1.1.3.2.2 Método de cuchara vertedora.	2424
1.1.3.2.3 Método de dos tapones.....	2424
1.1.3.2.4 Método de tapón mecánico.....	24
1.1.4 Tubería de revestimiento..	25
1.1.5 Integridad de pozos..	27
2. ESTADO DEL ARTE DE LAS METODOLOGÍAS.....	30
2.1 ECOPETROL S.A.....	30
2.1.1 Plan de manejo ambiental integral de mares..	30

2.1.2 Metodología de gestión de integridad de pozos abandonados e inactivos.	34
2.1.2.1 Recopilación de información.	35
2.1.2.2 Definición de amenazas.	35
2.1.2.3 Evaluación de riesgo.	35
2.1.2.4 Creación y ejecución del plan de acción.	36
2.2 NORSOK D-010.	36
2.2.1 Barreras de pozo.	37
2.3 API.	43
2.3.1 API Bulletin E3.	43
2.3.2 API RP 51R.	47
2.3.3 API RP 580.	48
2.4. ISO/DIS 16530-1.	49
2.5 NORMATIVIDAD.	49
3. CAMPO NUTRIA.	51
3.1 GENERALIDADES DEL CAMPO NUTRIA.	51
3.1.1 Ubicación.	51
3.1.2 Referente histórico.	51
3.1.3 Marco geológico regional.	54
3.1.3.1 Estructura del campo nutria.	55
3.1.3.2 Estratigrafía de la cuenca del valle medio del magdalena.	57
3.1.4 Propiedades y características del yacimiento.	59
3.2 HISTÓRICO Y ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS.	61
3.2.1 Características de los pozos.	61
3.2.2 Estado de los pozos.	65

3.2.2.1 Ubicación de los pozos..	65
3.2.2.2 Estado de pozos abandonados.....	66
3.2.2.3 Estado de pozos inactivos.	69
4. EVALUACION DE RIEGOS	73
4.1 Evaluación de pozos abandonados.	76
4.1.1 Evaluación de riegos en el pozo Nutria 19..	77
4.2 Evaluación de pozos inactivos.....	80
4.2.1 Evaluación de riegos en el pozo Nutria 5..	80
4.2.2 Evaluación de riegos en el pozo Nutria 21..	83
5. CONCLUSIONES	87
6. RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFIA.....	90

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Criterios de aceptación de un tapón tubular mecánico.	40
Tabla 2. Descripción de actividades de pozo. Capítulo 9 de la Norsok.	42
Tabla 3. Normatividad para proyectos de abandono de pozos	50
Tabla 4. Contrato vigente en explotación.....	53
Tabla 5. Propiedades de Yacimiento del Campo Nutria	60
Tabla 6. Características del Yacimiento.....	61
Tabla 7. Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie.	62
Tabla 8. Ventajas y desventajas del uso de un sistema de levantamiento mecánico.	63
Tabla 9. Información general de pozos abandonados del campo nutria.....	67
Tabla 10. Información de resultado de proceso de abandono.....	68
Tabla 11. Plantilla de información básica de pozos inactivos y abandonados..	68
Tabla 12. Ejemplo de uso de plantilla para pozos abandonados.	69
Tabla 13. Información general de pozos inactivos del campo nutria.	70
Tabla 14. Información del aseguramiento de pozos inactivos.	71
Tabla 15. Ejemplo de uso de plantilla para pozos inactivos.	72
Tabla 16. Tabla de datos junto con resultado de evaluación de riegos.	78
Tabla 17 Tabla de datos junto con resultado de evaluación de riegos.	81
Tabla 18. Tabla de datos junto con resultado de evaluación de riegos.	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Composición de lechada de cemento	22
Figura 2. Antigüedad y categoría de falla de elemento de barrera.	29
Figura 3. Plan de abandono y restauración.	31
Figura 4. Esquema de barreras de pozo.	39
Figura 5. Esquema de un correcto taponamiento de pozo	45
Figura 6. Mapa de localización bloque de producción Lisama	52
Figura 7. Mapa de Localización Bloque de producción Lisama - Mapa de Fallas y Contornos al tope de la Zona B en los campos Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles	54
Figura 8. Secciones sísmicas SL-95-2255 y NM-04-1120.....	56
Figura 9. Columna Estratigráfica generalizada de los campos Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles	57
Figura 10. Sistema de Bombeo Mecánico.	64
Figura 11. Ubicación de pozos en el campo nutria.	66
Figura 12. Monumento del pozo Nutria 19.	77
Figura 13. Estado mecánico nutria 19.....	79
Figura 14. Cabezal del pozo nutria 5	80
Figura 15. Estado mecánico nutria 5	82
Figura 16. Estado del pozo nutria 21 en superficie.	84
Figura 17. Estado mecánico Nutria 21.	85

RESUMEN

TITULO: REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE RIESGOS DE POZOS INACTIVOS Y/O ABANDONADOS EN SUPERFICIE (CABEZA DE POZO) Y SUBSUELO APLICADO AL CAMPO NUTRIA.

AUTORES: GUILLERMO AUGUSTO MUÑOZ AVELLANEDA
NINFA DEL CARMEN DÍAZ ORDÓÑEZ

PALABRAS CLAVES: METODOLOGÍA, EVALUACIÓN DE RIESGOS, INACTIVOS Y/O ABANDONADOS, INTEGRIDAD DE POZOS.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo de este proyecto es la revisión de la metodología de evaluación de riesgos de ECOPETROL S.A. basados en el estado del arte de las normas estándares en temas de integridad de pozos y conocimiento de las legislaciones actuales. La metodología de evaluación de riesgos de ECOPETROL S.A. consta de un análisis cualitativo y cuantitativo de las condiciones visuales e información básica del pozo lo que la hace una herramienta muy versátil a la hora de evaluar el riesgo general de un pozo.

Todas las empresas tienen que lidiar con la desincorporación de activos como el caso de los pozos que pasan a ser abandonados o inactivos por lo que se hace necesario evaluar el nivel de riesgo en fallos de integridad.

Campo Nutria es un campo maduro, que inició su explotación en 1967 donde casi la mitad de los pozos se encuentran inactivos o abandonados, este campo cuenta con la particularidad de lidiar con problemas geo mecánicos que afectan la integridad del pozo.

Para el desarrollo de un procedimiento óptimo de abandono y/o inactividad es necesario la recolección de información histórica y actual de los pozos, así como el asesoramiento preferiblemente en normas estándares, las cuales a través de los años se han venido perfeccionando para evaluar y mitigar el riesgo de emanaciones.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. Director:
Julio Cesar Pérez, Ingeniero petrolero.

ABSTRACT

TITLE: REVIEW OF RISK ASSESSMENT METHODOLOGY FOR WELLS INACTIVE AND/OR ABANDONED ON SURFACE (WELLHEAD) AND UNDERGROUND APPLIED TO THE NUTRIA FIELD.

AUTHORS: GUILLERMO AUGUSTO MUÑOZ AVELLANEDA
NINFA DEL CARMEN DÍAZ ORDÓÑEZ

KEYWORDS: METHODOLOGY, RISK ASSESSMENT, INACTIVE AND/OR ABANDONED, WELL INTEGRITY.

DESCRIPTION:

The objective of this Project is the review of the risk evaluation methodology of ECOPETROL S.A. based on the state of the art standard norms in the areas of integrity of well and knowledge of current legislation. The risk assessment methodology of ECOPETROL S.A. consists of a qualitative and quantitative analysis both visual conditions and basic information about the well, which makes it a very versatile tool in assessing the overall risk of a well

All companies have to deal with the divestiture of actives as in the case of wells that are abandoned or inactive, such that it is necessary to evaluate the risk level of integrity failures.

Nutria field, which began operation in 1967 is a mature field where, currently, almost half of the wells are inactive or abandoned. This field has the particularity to deal with geomechanical problems that affect well integrity.

For the development of an optimal procedure of abandonment and/or inactivity, it is necessary to collect historical and current wells information, as well as consultancy standards norms, which have been refined over the years to enable evaluate and mitigate the risk of leakage.

*Bachelor Thesis

**Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering.
Director: Julio Cesar Pérez, Petroleum Engineer.

INTRODUCCION

El concepto evaluación de riesgos surge en la industria petrolera con base en la necesidad de establecer parámetros que permitan determinar qué tan viable es la inversión en el aseguramiento de activos que puedan disminuir el grado de incertidumbre de posibles riesgos que puedan afectar la integridad de los mismos, del personal, del medio y la comunidad directamente relacionados.

El proceso de convertir un pozo activo en inactivo o abandonado implica el aseguramiento de un elemento que puede generar problemas futuros si presenta alguna afectación negativa al ambiente, o la comunidad, por ello las técnicas se han ido evolucionando acorde con el paso del tiempo y experiencias aprendidas.

Actualmente existen estándares internacionales que definen las condiciones en las que un pozo debe ser abandonado o puesto en inactividad, esto se resume en el planteamiento de mejores prácticas para mantener el riesgo bajo de posibles migraciones de fluidos.

El objetivo es conseguir que el pozo se mantenga integro durante el tiempo requerido, evitando futuros gastos extras en algo que dejo de generar ingresos a la empresa. Muchas empresas petroleras tienen un sin número de pozos en estado de inactividad o abandono, solo ECOPETROL para el año 2009 tenía alrededor de 2000 pozos en estado inactivo.

1. POZOS ABANDONADOS E INACTIVOS

El procedimiento de abandono o puesta en inactividad de un pozo son procesos que requieren conocimientos básicos de metodologías de taponamiento, así como los elementos principales que actúan en este.

1.1 CONCEPTOS Y PROCEDIMIENTOS

El concepto evaluación de riesgos surge en la industria petrolera con base en la necesidad de establecer parámetros que permitan determinar qué tan viable es la inversión en el aseguramiento de activos que puedan disminuir el grado de incertidumbre de posibles riesgos que puedan afectar la integridad de los mismos, del personal, del medio y la comunidad directamente relacionados.

Esto permite prevenir de futuras pérdidas económicas, por conceptos de indemnizaciones, sanciones ambientales y pérdidas de activos; por ende, siempre es un asunto de gran importancia para la toma de decisiones, que implican planes de mitigación que sean desarrollados de manera técnicamente y económicamente viables.

El aplicativo de la mitigación de riesgos en pozos inactivos y/o abandonados en superficie se hace a partir de los efectos que pueden dejar no disponerlos en las mejores condiciones donde incurren problemas de emanaciones, fallas o posibles manipulaciones por individuos para obtener beneficios como el mismo fluido que pueda provenir del pozo.

1.1.1 Pozos inactivos. Un pozo inactivo es aquel que se encuentra suspendido temporalmente por lo que se puede reconsiderar su reactivación cuando sea viable económicamente su uso como pozo inyector o productor, como el caso de los proyectos donde puede ser aplicado algún recobro mejorado que aumente la productividad de yacimiento. De no existir esa viabilidad económica el pozo es abandonado si llega a un tiempo límite de suspensión que es impuesto por los organismos gubernamentales del país o si tuvo algún daño irreparable. Este tipo de pozos deben ser sellados y asegurados en superficie para evitar fugas y debe tener un fluido de control en la parte interna del pozo.

1.1.2 Pozos abandonados. El abandono de pozos es una actividad que sigue a las políticas de la empresa y reglamentación nacional e internacional, la cual se realiza cuando existen daños irreparables, se prevé una baja o ninguna rentabilidad futura, esto incluye todo tipo de pozos (Pozos en desarrollo, productores y exploratorios), estas actividades deben seguir unos estándares de sellamiento tanto en fondo como en superficie; donde en el subsuelo deben ser taponados con lechada de cemento las zonas productoras, zonas críticas como el paso de acuíferos y cerca de la superficie dentro del pozo, allí la cabeza del pozo debe ser sellada para impedir fugas; Adicionalmente las sub-actividades incluyen desmantelar todas las estructuras relacionadas al pozo en superficie. El procedimiento convencional de abandono de pozos consiste:

1. Contratación de equipo de Workover.
2. Cementación.
 - a. Inyectar tapón de fondo.
 - b. Prueba hidrostática.
 - c. Bombeo de inhibición de corrosión.
 - d. Inyectar tapón intermedio.

- e. Inyectar tapón de superficie.¹
- 3. Construcción e instalación de monumento.
- 4. Desmantelamiento de líneas de flujo.
- 5. Desmantelamiento de tanques.
- 6. Desmantelamiento de sistema eléctrico.
- 7. Desmantelamiento de unidades de bombeo.
- 8. Desmantelamiento de obras civiles.
- 9. Recuperación Ambiental.²

1.1.3 Taponamiento de pozos. En el abandono de pozos existen distintas técnicas de taponamiento, aunque el objetivo común es crear un sello que impida la comunicación entre zonas y la migración de fluidos desde o hacia el pozo.

1.1.3.1 Cementación. La cementación es un proceso que se usa tanto en la perforación, completamiento, remediación y abandono de pozos, principalmente para fijar liners, tuberías de revestimiento y taponar secciones del pozo; las lechadas son compuesto cuya base es la mezcla es cemento y agua, siendo el cemento Portland el principal usado en la industria y sus componentes principales comprenden mezclas complejas de caliza, sílice, hierro y arcilla, los cales son molidos y calcinados, al entrar esta mezcla en contacto con agua y al dejar en reposo durante una cantidad de tiempo determinada forma un cuero sólido.

¹ ACEBEDO, Jhon y TORRES, Ricardo. Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para el abandono de pozos, aplicación campo Colorado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008, 10 p.

² WILCHES, Alfonso. Caracterización de riesgos operacionales en abandono de pozos y facilidades. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2014, 28-38 p.

1.1.3.1.1 Cementación Primaria. Al perforar un pozo la cementación primaria cumple con los objetivos de sostener el peso de la tubería de revestimiento, manteniendo un sello que impida la migración de fluidos entre la tubería y las paredes del agujero descubierto, formando una barrera de seguridad entre las formaciones previniendo así que se corroa la tubería y proporcionando más estabilidad al pozo.

1.1.3.1.2 Cementación forzada. La cementación forzada funciona como una actividad correctiva cuando la cementación primaria fue defectuosa, para hacer la corrección usualmente se perfora la tubería de revestimiento y se hace forzar cemento a alta presión por los agujeros hacia la zona de interés y corregir las cementaciones defectuosas.

El diseño de la lechada para este tipo de procedimientos tiene como objetivo controlar la velocidad de construcción del recubrimiento en las paredes del pozo entre el revestimiento y la formación, controlando la uniformidad de acuerdo a la filtración de agua o deshidratación para que sea más pareja en la superficie de la formación, así cuando el cemento fragüe tenga la menor permeabilidad posible.

1.1.3.1.3 Taponamiento con cemento. Los taponos de cemento son volúmenes de lechada introducidos dentro del pozo formando una columna dentro de este que pueden ser usadas tanto en revestimiento como en agujero abierto para operaciones de pérdida de circulación, abandono de pozos, aislamiento de zonas, desviación de pozos, entre otras.

Para el abandono de pozos los taponos de cemento tienen el objetivo de evitar la migración de fluidos contaminantes hacia zonas críticas (alta presión) que puedan generar un alto impacto ambiental como en formaciones acuíferas,

zonas donde el revestimiento o cementación se encuentran en mal estado y represente peligro, formaciones agotadas de hidrocarburos y en superficie.

Para la evaluación del desempeño de estos tapones se realizan pruebas de presión y peso, midiendo respectivamente la capacidad de migración y resistencia al peso de la columna de fluidos encima de este.

1.1.3.1.4 Diseño de la lechada de cemento. La selección de la composición del cemento para operaciones de taponamiento depende principalmente de los siguientes factores:

- Profundidad del pozo.
- Temperatura y propiedades de la formación.
- Propiedades del lodo presente en el pozo.

Según la clasificación API divide los diferentes tipos de cementos en clases que van desde la A hasta la J, las clases de cementos más usados son los de clase A, C, G o H, en la figura 1 se observa las especificaciones:

Figura 1. Composición de lechada de cemento

Desde la especificación API 10 ³ "Especificación para cementos de pozos," Tabla 2.2 (Edición 21, Sept. 1, 1991)			
1	2	3	
Clase de cemento API	Porcentaje de agua por peso de cemento	Agua*	
		Galones por saco	Litros por saco
A & B	46	5,19	(19,6)
C	56	6,32	(23,9)
D, E, F, & H	38	4,29	(16,2)
G	44	4,97	(18,8)

*Basados en
94# sacos

Fuente: Modificado de: API Bulletin E3. Environmental guidance document: Well abandonment and inactive Well practices for U.S. exploration and production operations, First edition. API, enero 1993.

A estos cementos puede agregarse aditivos que pueden ayudar a controlar sus propiedades como aceleradores o retardantes.

1.1.3.1.5 Problemas comunes en la cementación. Debido a la importancia del cemento por su aporte a la integridad del pozo, se debe evaluar que se encuentre estable, por ello existen diferentes métodos de evaluación directa que por medio de intervenciones toman registro in situ del estado del cemento, algunas herramientas son la CBL (Cement bond logging) y VDL (Registro de densidad variable de ondas), que en común cumplen con evaluar, verificar la integridad y calidad del cemento, aunque la herramienta VDL adicionalmente puede verificar el aislamiento hidráulico y separa el tope del cemento.

Existen diferentes escenarios donde el cemento falla generando conexiones entre el pozo y los fluidos indeseados afectando la integridad de este, los escenarios más comunes son canalización, uniformidad a baches, degradación e inexistencia de cemento, producidos por baja adherencia, consistencia, desgaste o procedimientos realizados incorrectamente³.

1.1.3.2 Técnicas comunes para el taponamiento de pozos. Existen distintas técnicas para el taponamiento de un pozo, usualmente las empresas tienen la libertad para seleccionar el método más conveniente entre ellos se encuentran:

- Método de tapón balanceado.
- Método de cuchara vertedora.
- Método de dos taponos.
- Método de tapón mecánico.

1.1.3.2.1 Método de tapón balanceado. El método consiste en bombear la lechada de cemento que va ubicada en el medio de un fluido de espaciador o de lavado que tiene el objetivo de evitar la contaminación del cemento, estos fluidos son dirigidos hacia la zona donde se va a ubicar el tapón por medio de una sarta de tuberías; La lechada debe ubicarse de tal manera que se encuentre a la misma altura tanto dentro de sarta de tuberías como la sección anular, la lechada suele aplicarse por baches para evitar que el cemento no pierda uniformidad, luego se retira la sarta de tuberías lentamente para luego

³ FLÓREZ, Jennifer y HERNANDEZ, Oscar. Metodología para el diagnóstico del estado de tuberías de revestimiento y cementación en la determinación de la viabilidad de un proceso de recañoneo de alta penetración en campo escuela colorado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2014, 103 p.

esperar a que el cemento fragüe, para retirar los residuos de este con un fluido limpiador.⁴

1.1.3.2.2 Método de cuchara vertedora. Este método consiste en verter la lechada de cemento sobre un tapón (Cesto, tapón puente permanente o gravel pack) previamente ubicado debajo de la zona que se va a depositar a depositar, el cemento, el cemento es transportado en una cuchara vertedora sostenida por un Wire Line, por la cual se transfiere una señal para activar la cuchara vertedora cuando se encuentre en la zona adecuada, para luego depositar el cemento sobre el tapón.⁵

1.1.3.2.3 Método de dos tapones. El método consiste en introducir la lechada de cemento en medio de dos tapones, uno superior llamado tapón de desplazamiento y uno inferior llamado tapón de limpieza o de barrido, con el fin de evitar la contaminación de la lechada de cemento por parte de los fluidos de desplazamiento y fluidos en el interior del pozo, estos elementos son ensamblados en la parte inferior de la tubería de trabajo; La tubería con el ensamble se ubica en la profundidad deseada para luego aplicar presión al perno de seguridad en el tapón de limpieza el cual se rompe permitiendo el paso de la lechada a su lugar de asentamiento, para luego retirar la tubería de trabajo y esperar a que la lechada de cemento fragüe.

1.1.3.2.4 Método de tapón mecánico. Este método consiste en introducir un tapón mecánico que pueden ser tipo copa o tipo empacador ensamblado

⁴ GUERRERO, Juan. Opciones de taponamiento para abandono de pozos petroleros. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. Ciudad Universitaria, 2014, 42 p.

⁵ Ibid., p.90.

previamente a la ubicación deseada e instalarlo allí de manera permanente o provisional, evitando la migración de fluidos en ese sector del pozo.

1.1.4 Tubería de revestimiento. La tubería de revestimiento cumple con la función de barrera crítica del pozo; consiste serie de tuberías de que se instalan en el agujero descubierto con el fin de proteger zonas críticas como acuíferos, evitar la migración de fluidos y daños a la integridad del pozo por diferenciales de presión, por lo que cuando se esté diseñando el revestimiento se tiene que tener en cuenta las fuerzas que van a actuar sobre este y su interacción fluidos que puedan actuar agresivamente.

Generalmente las tuberías de revestimiento son fabricadas con acero al carbono, aunque los materiales pueden variar dependiendo de las condiciones del pozo. Existen 4 distintos tipos de tuberías de revestimiento en función de la configuración de la sarta.

- Tubería de revestimiento guía.
- Tubería de revestimiento superficial.
- Tubería de revestimiento intermedia.
- Tubería de revestimiento de producción.
- Tubería de revestimiento colgante o liner.

El instituto americano de petróleo (API) creo una serie de especificaciones con el fin de crear un estándar de uso en función de las siguientes propiedades:

- Diámetro exterior y espesor de pared.
- Peso por unidad de longitud.
- Grado del acero.

- Tipo de conexión.
- Longitud de la junta.⁶

Las tuberías de revestimiento pueden presentar durante su uso fallas.

- Colapsos.
- Pandeo y temperatura.
- Fallas en conexiones.

Estas fallas son aceleradas por acciones como selección de revestimiento inadecuado, defectuoso, mala manipulación, exceso de fuerzas o presión, temperatura y corrosión. Por ello es importante revisar el estado mecánico realizando un diagnóstico cuando se vaya a iniciar o al finalizar una intervención por medio de métodos de evaluación directa o indirecta; Los métodos de evaluación indirecta no incluyen intervenciones por lo que son menos confiables, se utilizan principalmente herramientas de simulación de desgaste y análisis del historial de intervenciones en el pozo. Los métodos directos incluyen herramientas que pueden verificar in situ el estado del revestimiento con distintos principios de funcionamiento algunas de estas herramientas son:

- MFCT (Multifinger callper tool),
- TGS (Tubing geometry sonde),
- USI (Ultrasonic corrosion imager),
- UBI (Ultrasonic borehole imager),
- EM pipe scanner (Electromagnetic casing inspection tool),

⁶ MORENO, Gelber y BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011, 31 p.

- Video cámaras,
- Bloques de impresión⁷.

1.1.5 Integridad de pozos. En los últimos tiempos debido a desastres ambientales y grandes pérdidas económicas, la industria petrolera ha dado gran importancia y al desarrollo de modelos de sistemas de gestión de integridad de pozos, incluyendo cada proceso que implica desde la perforación hasta el abandono.

A pesar de que las compañías petroleras consideran el abandono un gasto que puede ser muy alto en algo que pasa de ser un activo a un elemento que no genere ingresos, los requisitos gubernamentales y propios del operador hacen que desde el momento de perforar un pozo ya este presupuestado su costo de taponamiento y abandono.

La esencia del concepto de integridad radica en la aplicación de soluciones técnicas operativas y organizacionales que van dirigidas a identificar y reducir el riesgo de fugas del yacimiento hacia zonas críticas como acuíferos y en superficie a lo largo de la vida del pozo.

Las metodologías enfocadas a la integridad de pozos tienen como base de procedimiento los siguientes pasos:

Identificación de sistemas críticos por medio de evaluación de amenazas y análisis de riesgo.

- Evaluación de mecanismo de daño.
- Diseños de programa de monitoreo.

⁷ FLÓREZ y HERNANDEZ. Op.Cit., p.9.

- Revisión y optimización.
- Desarrollo de estrategias de inspección.

De esta manera se pueden diferenciar las acciones más prioritarias para ir dirigidas a zonas donde el resultado de la evaluación de riesgos sea alta o media y así cumplir con los límites de seguridad.

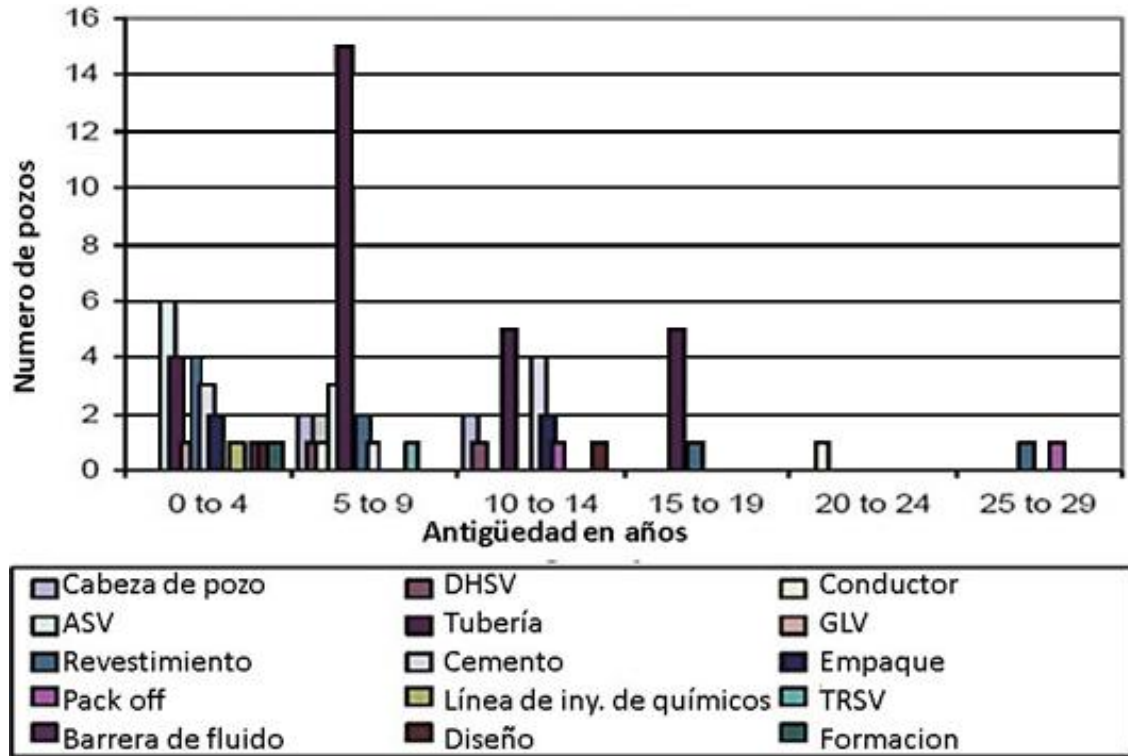
En base a un estudio realizado por la PSA (Petroleum Safety Authority) en el 2006 se relaciona la antigüedad en años y fallas en elementos en los pozos, los resultados se pueden apreciar en la figura 2.

Dentro de la industria se han desarrollado estándares internacionales para proceder en favor de la integridad del pozo algunas de estas son:

- Norsok.
- ISO.
- API.

Las compañías también desarrollan sus propios estándares para cumplir con los requerimientos que exijan las entidades del lugar, aunque las compañías suelen basarse en las mismas normas estándar internacionales.

Figura 2. Antigüedad y categoría de falla de elemento de barrera.



Fuente: Modificado de: GARCÍA Carmen y MARTÍNEZ Miguel. Solución de gestión y control de la integridad de pozos. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid, España, 2015.

2. ESTADO DEL ARTE DE LAS METODOLOGÍAS.

La integridad en los pozos es un tema que constantemente se va renovando a partir de las lecciones aprendidas, por ello es importante estar al tanto de su evolución.

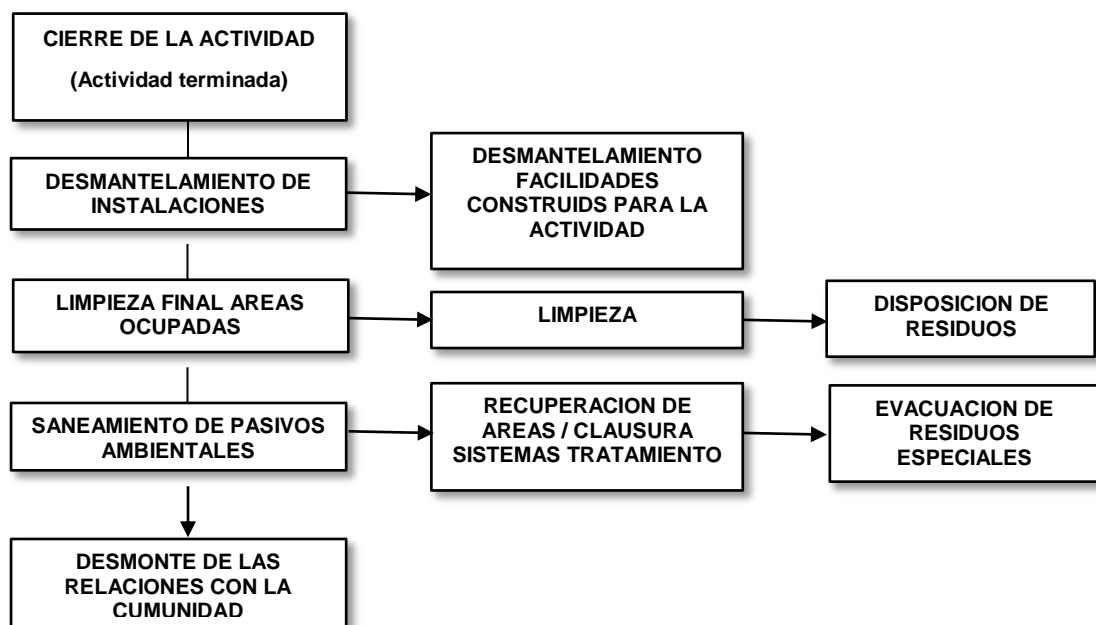
2.1 ECOPETROL S.A.

Para el año 2009 solo en todos los campos de ECOPETROL S.A. se encontraban alrededor de 2000 pozos en estado inactivo, por lo que esta empresa se dio a la tarea de desarrollar metodologías de evaluación de riesgos y planes de mitigación para estos pozos en superficie, el cual está siendo aplicado para determinar las condiciones de aseguramiento y llevar un control adecuado, esta metodología se hizo en base al plan de manejo ambiental de ECOPETROL S.A, regulaciones nacionales, guías y normas internacionales.

2.1.1 Plan de manejo ambiental integral de mares. Uno de los compromisos de Ecopetrol S.A es generar propuestas con favorabilidad ambiental que buscan conservar y recuperar zonas que fueron afectadas con acciones que permitan el desmantelamiento y/o abandono de la infraestructura relacionada con el pozo para minimizar los impactos que se puedan ocasionar. La superintendencia de mares encargada de la explotación petrolera de la zona Lizama dentro de la cual se encuentra el campo nutria, estableció un plan de manejo ambiental para esta zona.

El plan de restauración y abandono se puede observar de manera global en la figura 3 donde se presentan los componentes del plan para dar cumplimiento al artículo 40 del decreto 2820 de 2010, este plan corresponde al planteado por la guía ambiental para el desarrollo de campos petroleros del ministerio del medio ambiente.

Figura 3. Plan de abandono y restauración.



Fuente: Guía ambiental para el desarrollo de campos petroleros del ministerio del medio ambiente. Ministerio del medio ambiente. Colombia. Febrero 1997.

El plan de manejo ambiental de Ecopetrol incluye el análisis de evaluación ambiental el cual presenta una breve descripción de los impactos identificados y evaluados para efectuar el plan. La evaluación incluye los siguientes medios con sus respectivos componentes:

- Medio abiótico.
 - Componente suelo.
 - Componente hidrogeología.

- Componente atmosfera.
- Componente paisaje.
- Medio biótico.
 - Componente ecosistemas terrestre.
- Medio socioeconómico.
 - Componente dimensión político-administrativa.
 - Componente dimensión cultural.
 - Componente dimensión económica.

Cada componente se evalúa con respecto a los elementos que más podrían tener un efecto considerable en las actividades dentro de la ejecución del plan de abandono, desmantelamiento y restauración, los efectos o impactos que generen la actividad se evalúan si son de carácter positivo o negativo y su significancia ambiental (Bajo, medio o alto).

Establecidos los procedimientos, tareas y plan de trabajo, se ejecutan las labores o actividades para el re-establecimiento de la zona, las cuales una vez terminadas se realizarán acciones de seguimiento y control para verificar si se realizaron con procedimientos de seguridad industrial, salud ocupacional y control ambiental⁸. El plan de manejo ambiental comprende las siguientes actividades para el desmantelamiento, abandono y restauración final para el proyecto mares:

1. Inventario de ares intervenidas.
2. Obras civiles asociadas a la infraestructura vial.
3. Obras civiles a asociadas a locaciones.
4. Instalaciones asociadas a la recolección y tratamiento de fluidos.

⁸ Plan de manejo ambiental integral de mares. Ecopetrol S.A. SOM. 2013, 40 p.

5. Manejo de áreas intervenidas con la construcción de zonas de manejo de escombros y material de excavación (ZODMES).
6. Abandono de pozos.
7. Desmantelamiento de líneas de flujo.
8. Desmantelamiento de Infraestructura y equipos para manejo y tratamiento de gas.
9. Desmantelamiento de Infraestructura para generación, transferencia y distribución de energía eléctrica.
10. Desmantelamiento de áreas para el manejo Integral de residuos sólidos y líquidos.
11. Actividades de revegetalización.
12. Manejo de pasivos ambientales.
13. Manejo de fauna en procesos de restauración ambiental.
14. Mejoramiento paisajístico en procesos de restauración ambiental.
15. Áreas frágiles aledañas a las áreas intervenidas.
16. Plan de gestión social en labores de abandono y restauración.⁹

Las actividades de abandono de pozo descritas en el plan son aplicables a pozos cuya vida útil ya expiro y llegaron a su límite económicos. El plan describe el procedimiento de abandono de pozos en base a tres elementos generados:

1. Retiro de cabezal de pozo
2. Abandono de pozo
3. Señalización de abandono, monumento y placa.

⁹ Ibid. p. 1

Primero se retiran todos los quipos de superficie, unidades de bombeo y o inyección, segundo se realizan las actividades de taponamiento permanente o temporal, retirando previamente sistemas de levantamiento o inyección de fondo como bombas, varillas, tubería, entre otros; posteriormente se circulará agua fresca por el pozo para luego balancear mínimo tres tapones de cemento, los cuales deben garantizar el taponamiento de zonas productoras, acuíferos y en la tope del pozo o superficie, las características de los tapones son otorgadas con permiso previo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o ANH. Finalmente se construye un monumento sobre el cual se coloca la palca de señalización y abandono, la cual debe contener la siguiente información:

- Compañía operadora
- Nombre de pozo
- Coordenadas
- Profundidad total
- Fecha de perforación y abandono
- Producción o inyección acumulada
- Motivo de abandono¹⁰

2.1.2 Metodología de gestión de integridad de pozos abandonados e inactivos. Ecopetrol S.A. en unión entre el ICP (Instituto colombiano del Petróleo) y la VPR (Vicepresidencia de Producción) realizó una metodología para el aseguramiento mecánico de pozos en estado de inactividad o en abandono con el fin de hacer frente a los riesgos ambientales, dentro de un modelo de aseguramiento de activos basado en el PMA (Plan de manejo ambiental de Ecopetrol S.A.

¹⁰ Ibid. p. 18-19

Ecopetrol S.A. cuenta con un equipo conformado por funcionarios de producción, abandono, mantenimiento, DHS e integridad del campo, el equipo sigue un modelo que sigue las siguientes etapas.

1. Recopilación de información
2. Definición de amenazas
3. Evaluación de riesgo
4. Creación y ejecución de plan de acción

2.1.2.1 Recopilación de información. Consiste en conseguir la mejor información con relación al diseño, construcción, ubicación, estado visual, estado mecánico, operaciones realizadas, ambiente circundante entre otros, con el fin de recolectar, registrar, tabular e integrar esa información.

2.1.2.2 Definición de amenazas. Luego de obtener la información se evalúa la susceptibilidad de amenazas en cuento las condiciones que están afectando los pozos para definir la probabilidad de ocurrencia de fallas.

2.1.2.3 Evaluación de riesgo. La evaluación de riesgos relaciona cada una de las amenazas con una probabilidad y ocurrencia, identificando los puntos críticos en el que se requerirán mayores esfuerzos o dicho de otra forma donde la evaluación arroje niveles de riesgo alto o medio, Para esto Ecopetrol en base a la matriz RAM identifico los parámetros que más representaban riesgos tanto en pozos inactivos como abandonados

- **Pozos inactivos**
 - Presencia de emanaciones.
 - Afectación por frente de recobro mejorado.

- Válvulas de control en cabeza de pozo.
- Tiempo de inactividad en meses.
- Localización asegurada.
- Zona de alta consecuencia.

- **Pozos abandonados**

- Presencia de emanaciones.
- Afectación por frente de recobro mejorado.
- Aislamiento en todas las zonas productoras.
- Localización asegurada.
- Zona de alta consecuencia.

2.1.2.4 Creación y ejecución del plan de acción. Después de la identificación de los riesgos y diferenciar los más prioritarios se procede a diseñar una actividad que sea eficaz y acorto plazo para mitigar el riesgo presente de descarga en los pozos desde superficie más exactamente en la cabeza de pozo y así posteriormente enviar el personal con equipo adecuado para realizar las operaciones de mitigación. Luego se realiza una actualización de la información, evaluación del riesgo y reestructuración de los planes de acción para finalmente mediante indicadores y auditorios evaluar el programa de integridad.

2.2 NORSOK D-010.

En el año 1993 se desarrolló una iniciativa por parte de la industria petrolera noruega en parte por cambios en regulaciones realizados por la NPD (Norwegian Petroleum Directorate) ahora llamada PSA (Petroleum Safety Authority) y con el fin de aumentar la competitividad de esta industria

realizando entregas y operaciones con costos, tiempos de espera más eficientes a partir de la estandarización.

La Norsok define los requerimientos y guías relacionados en perforación y actividades de pozos, la cual se enfoca en el establecimiento de barreras de pozo o WBE's (Well Barrier Element's), sus criterios de aceptación y su uso y monitoreo de integridad durante el ciclo de vida del pozo, incluyendo el manejo de integridad del pozo y los requerimientos de personal calificado. La Norsok standard se enfoca en la integridad del pozo para definir el mínimo de requerimientos funcionales y de rendimiento, además de lineamientos para el diseño, planeación y ejecución de operaciones y actividades de pozos.

2.2.1 Barreras de pozo. Según la Norsok una barrera de pozo consiste en “envoltura de uno o varios elementos de barrera de pozo que impiden el flujo de fluidos involuntariamente de la formación dentro del pozo, dentro de otra formación o hacia el medio ambiente externo”¹¹, esto incluye sobrellevar la exposición a fuerzas durante toda la vida útil del pozo y cumplir con la premisa de cero fugas.

La figura 4 muestra el esquema de un pozo abandonado temporalmente, sin exposición a fuentes de influjo y con presencia de revestimiento en la zona de interés, tanto la barrera primaria como secundaria incluyen los mismos elementos, pero en diferentes ubicaciones del pozo como se puede observar en la imagen donde las secciones marcadas con color azul representan los elementos de barrera primaria y los marcados con rojo los elementos de barrera secundaria, en la columna de la tabla EAC (Elements acceptance criteria o

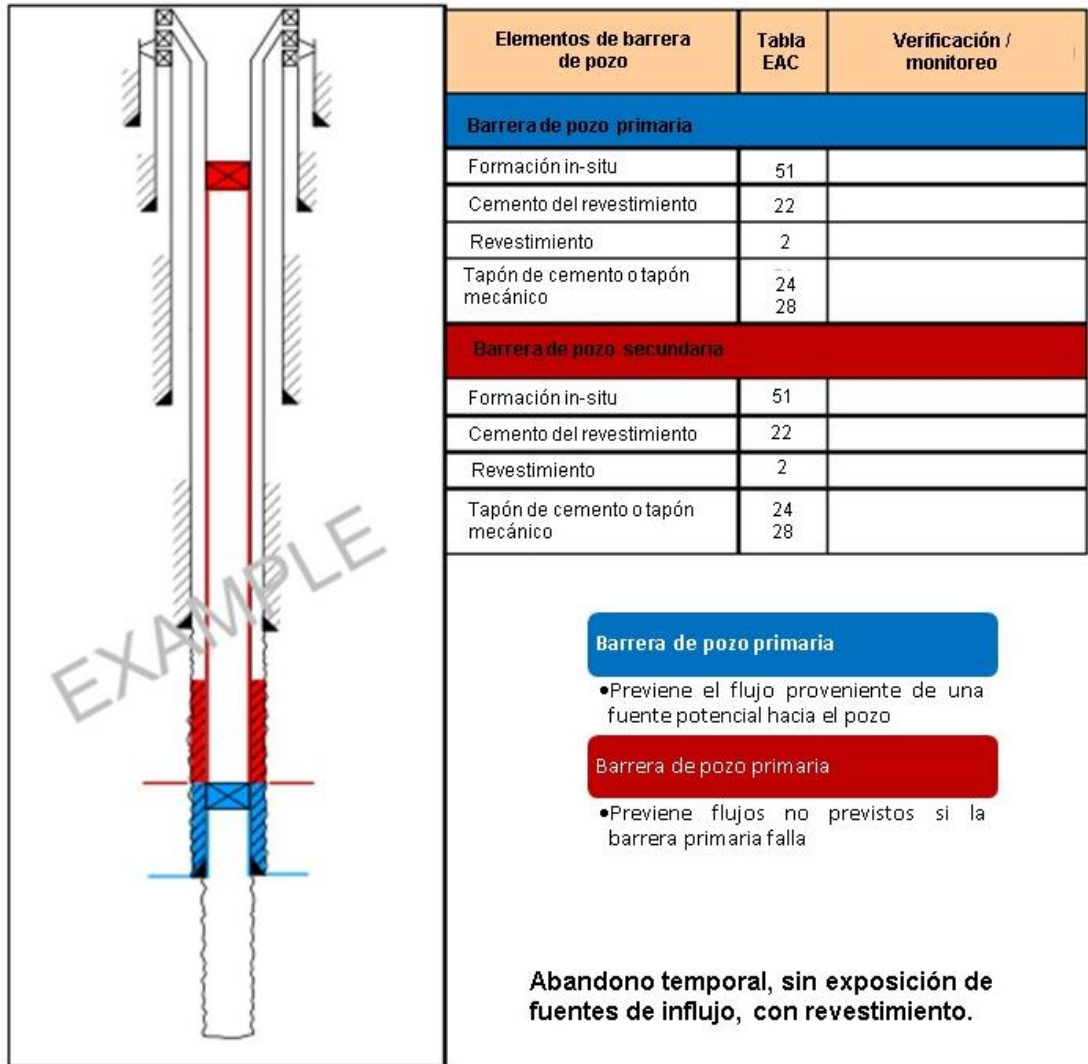
¹¹ NORSOK STANDARD D-010. Well integrity in drilling and well operations. Noruega. Rev.4, junio 2013, 15 p.

criterios de aceptación de elementos) se escribe el número de la tabla donde se describen los criterios y las siguientes características:

- A. Descripción
- B. Función
- C. Selección de construcción de diseño
- D. Prueba de inicio y verificación
 - a. Pruebas de fugas
 - i. Prueba de bajas presiones (De 15-20 bar durante 5 minutos)
 - ii. Pruebas de altas presiones (De máxima presión diferencial prevista durante 10 minutos)
 - b. Pruebas de presión
 - c. Prueba de verificación WBE
- E. Uso
- F. Monitoreo
- G. Barrera de pozo común¹².

¹² GARCÍA Carmen y MARTÍNEZ Miguel. Solución de gestión y control de la integridad de pozos. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid, España, 2015, 30 p.

Figura 4. Esquema de barreras de pozo.



Fuente: Modificado de: NORSOK STANDARD D-010. Well integrity in drilling and well operations. Noruega. Rev.4, junio 2013.

La tabla 1 contiene los criterios de aceptación de un tapón tubular mecánico, descrito por la norma Norsok en la tabla EAC número 28.

Tabla 1. Criterios de aceptación de un tapón tubular mecánico.

Características	Criterios de aceptación	Ver
A. Descripción	Este elemento consiste en un cuerpo con un bloqueo o dispositivo de anclaje y un sello entre el agujero de le revestimiento/tubería y el cuerpo del tapón. Se trata de un tapón mecánico situado en un contorno o cualquier lugar dentro de los conductos de acero (Revestimiento/tubería).	
B. Función	El propósito del tapón es prevenir el flujo de fluidos de la formación y resistir presiones desde arriba y abajo, dentro de la tubería y en el espacio anular entre las tuberías concéntricas posicionadas.	
C. Construcción y selección de diseño (Clasificación, capacidad, etc.)	<ol style="list-style-type: none"> 1. El tapón mecánico se diseñará y calificará para soportar máximos diferenciales de presión, mínimas y máximas temperaturas, numerosos de ciclos de presión y temperatura, numerosos ajustes, medio del pozo, expectativas de tiempo de vida y todas las cargas que será expuesto durante el tiempo de instalación. 2. Fluidos de fondo de pozo y condiciones (temperatura, H₂S, CO₂, etc.) serán consideradas en la estimación del tiempo de vida del pozo. 3. El tapón cumplirá con la ISO 14310, como sigue. <ol style="list-style-type: none"> a) Calificación V1 para validación de diseño; b) Calificación Q1 para control de calidad. 4. El tapón será diseñado de tal manera que la presión pueda ser igualada a través del tapón de una manera controlada, si es removido mecánicamente o perforado. 5. La liberación inadvertida del tapón por impacto/movimiento mecánico no será posible. 6. El tapón no será aceptado como una WBE solo en el taponamiento permanente de pozos o ramas de pozos, donde se requiere la integridad en una perspectiva eterna. 7. Solo será instalado en la sección tubular del pozo que esta cementado o soportado por el suficiente espesor de pared para soportar las cargas desde el tapón. 	ISO 14310
D. Verificación y Verificación inicial	Se someterá a prueba de fugas para la máxima presión diferencial en la dirección de flujo, si es factible. Alternativamente, se someterá a una prueba de influjo o prueba de fuga en la dirección contraria al máximo diferencial de presión, proporcionando la capacidad de sellar en ambas direcciones pidiéndose documentar.	
E. Uso	El tapón se ajustará lo más cerca posible a la fuente de influjo y se establecerá a una profundidad donde la presión hidrostática sobre el tapón balancee la presión bajo de él.	
F. Monitoreo	La integridad del tapón será monitoreada regularmente si el acceso es disponible	
G. Barrera de pozo común	Ninguna	

Fuente: NORSOK STANDARD D-010. Well integrity in drilling and well operations. Noruega. Rev.4, junio 2013.

Las barreras de pozo deben estar definidas antes del comienzo de una actividad u operación identificando los requerimientos de barrera para estar en su lugar, su criterio de aceptación específica, las cuales son descritas al final

de la Norsok y métodos de monitoreo. La Norsok sugiere la inclusión de procedimientos de restablecimiento de barrera de pozo en situaciones de contingencia.

La Norsok dedica un capítulo entero a las actividades de abandono temporal y permanente describiendo los siguientes puntos descritos en la tabla 2. Incluyendo una lista de los riesgos típicos que serán evaluados en el diseño y operación:

- a) Incierta presión e integridad de formación;
- b) Efectos del tiempo:
 - a. Desarrollo a largo plazo de la presión del yacimiento;
 - b. Deterioro de los materiales usados;
 - c. Dobleamiento de los materiales pesados en los fluidos del pozo.
- c) Incrustaciones (Scale) en la tubería de producción;
- d) H₂S o CO₂;
- e) Liberación de la presión atrapada;
- f) Estado desconocido de equipo o materiales;
- g) Problemas ambientales.¹³

¹³ NORSOK STANDARD D-010. Well integrity in drilling and well operations. Noruega. Rev.4, Junio 2013, 110 p.

Tabla 2. Descripción de actividades de pozo. Capítulo 9 de la Norsok.

ACTIVIDADES DE ABANDONO						
9.1. General	9.2. Esquemas de (WBS)	9.3. Diseño de abandono	9.4. Suspensión	9.5. Abandono temporal	9.6. Abandono permanente	9.7. Otros temas
		Bases del diseño, premisas y suposiciones	General	General	General	Riesgos
		Casos de carga	Criterios de aceptación de Barrera de pozo (WB)	Criterios de aceptación de WB	Criterios de aceptación de WB	Remoción vertical de árbol de producción o inyección
		Factores mínimos de diseño	Criterios de aceptación de elementos de barrera de pozo (WBE)	Criterios de aceptación de WBE	Criterios de aceptación de WBE	Remoción horizontal de árbol de producción o inyección
		Procedimientos de acción para control de pozo	Ejemplos de WBS	Ejemplos de WBS	Remoción de equipo sobre fondo del mar	
		Simulacros de medida de control de pozos			Ejemplos de WBS	
		Requerimientos de control de pozos			Ejemplos para diferentes opciones de abandono de pozo	
					Selección y ejemplos de molienda para establecer un tapón de cemento	
					Métodos alternativos para establecer una barrera de pozo permanente	

2.3 API.

El Instituto Americano de Petróleo es una institución nacida en EE. UU, la cual ofrece entre sus servicios a la industria petrolera normas estándar que incluso han llegado a ser incorporadas a las regulaciones estatales y federales de EE. UU, además de servir como referencia a nivel global.

2.3.1 API Bulletin E3. El boletín E3 consiste en un documento guía ambiental de prácticas hacia pozos abandonados e inactivos para las operaciones de producción y explotación en U.S, cuya primera edición fue en enero de 1993 y reafirmada en junio del 2000. Esta guía está enfocada principalmente para pozos en tierra firme, con lo cual se proporciona una orientación para prácticas que puedan ser utilizadas para la selección y colocación de los materiales para llevar a cabo el abandono permanente de pozos o dar lugar a pozos en estado de inactividad.

La propuesta de esta guía es dirigir las inquietudes ambientales relacionadas con las prácticas de abandono e inactividad de pozos, la principal inquietud ambiental es la protección de acuíferos de agua dulce de migración de fluidos, así como el aislamiento de los intervalos de producción de hidrocarburos e inyección de agua. En este documento también son discutidos problemas adicionales como la protección de los suelos de superficie y agua subterránea, uso futuro de la tierra y permanente documentación de condiciones y ubicación de pozos taponados y abandonados.¹⁴

¹⁴ API Bulletin E3. Environmental guidance document: Well abandonment and inactive Well practices for U.S. exploration and production operations, First edition. API, enero 1993, 4 p.

La guía se divide en tres secciones:

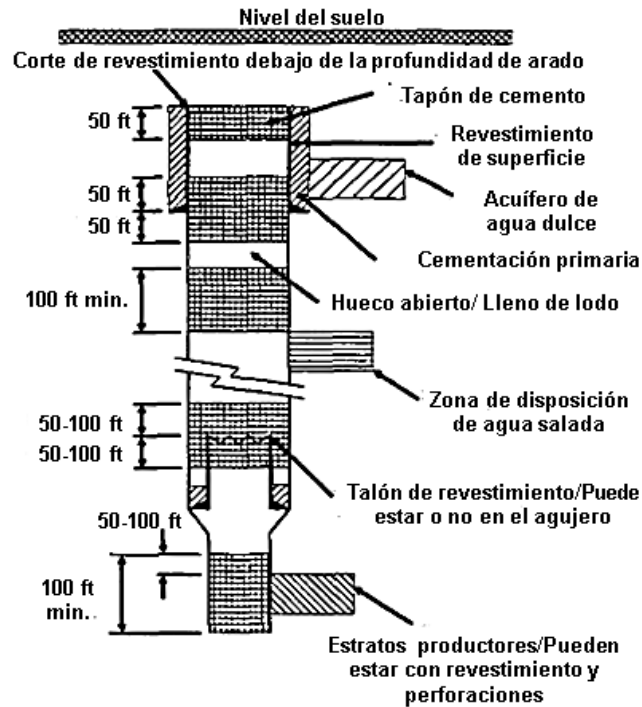
1. Consideraciones ambientales para el taponamiento y abandono de pozos.
2. Operaciones de taponamiento y abandono.
3. Prácticas para pozos inactivos.

El propósito del taponamiento consiste en conservar los recursos de hidrocarburos y la protección de acuíferos de agua dulce. Generalmente la migración de fluidos desde un pozo podría ocurrir desde cualquiera o ambos de los siguientes:

- El pozo sería un conducto para el flujo de fluidos entre estratos penetrados, acuíferos de agua dulce y la superficie.
- Filtración de agua subterránea dentro del pozo y migración dentro de acuíferos de agua dulce.

La migración de fluidos puede ser prevenida con el correcto taponamiento del pozo, los métodos de construcción del pozo y distintos fenómenos naturales. Para pozos tanto de inyección como de producción las barreras más efectivas incluyen el revestimiento de superficie que se establece por debajo de todos los acuíferos de agua dulce y es cementado hasta la superficie; además del revestimiento de producción el cual se extiende desde la superficie hasta la zona de inyección o producción y es cementado para prevenir la migración vertical de fluidos detrás de la tubería. En la figura 5 se observa un esquema de un típico taponamiento de pozo con las condiciones correctas.

Figura 5. Esquema de un correcto taponamiento de pozo



Fuente: Modificado de: API Bulletin E3. Environmental guidance document: Well abandonment and inactive Well practices for U.S. exploration and production operations, First edition. API, enero 1993.

La norma incluye el reconocimiento de lo que nombra como salvaguardas naturales que complementan la efectividad de las operaciones de taponamiento, las cuales incluyen las siguientes salvaguardas:

- Impedimentos del pozo.
 - Lodo que queda en el pozo taponado.
 - Desprendimiento de shales.
 - Formaciones colapsadas.
- Efectos de las formaciones del subsuelo.
 - Movimiento natural de fluidos desde zonas de alta a baja presión.
- Equilibrio de presión de formación.

- Control de ingreso de fluidos hacia o desde formaciones con equilibrio de presión.

La norma incluye descripción de los métodos de taponamientos nombrados previamente, descripción del diseño de la lechada de cemento, procedimientos para situaciones inusuales de abandono, aislamiento en terminaciones de agujero abierto y entubado, entre otras condiciones donde se detalla gráfica y explícitamente el proceso

Adicionalmente define métodos de verificación de la ubicación de tapones, pruebas de presión, recuperación de superficie y registro de pozos.

Uno de los principales aportes de esta norma es la inclusión de un programa para pozos inactivos el cual implica un enfoque basado en riesgo para el desarrollo de programas de monitoreo y vigilancia eficaz cuyo objetivo principal es evitar la migración de fluidos en lo acuíferos de agua dulce, suelos superficiales o aguas superficiales. Cabe destacar que el factor más importante es la presencia o ausencia de la presión ya que existe mayor potencial de migración de fluidos por lo que en la norma diferencia categóricamente el nivel de riesgo en mínimo, bajo, moderado y significativo, por lo que la construcción del pozo y la integridad mecánica juegan un papel muy importante; además para controlar los riesgos de posible migración de fluidos debido a posibles cambios en las condiciones de los pozos. la norma describe la importancia de mecanismos de monitoreo para tomar acciones apropiadas cuando algo inusual ocurre.

La propuesta de la metodología es para establecer cuanta efectividad en el control de fluidos del pozo debido a los componentes de construcción de pozos

inactivo y controlar el pozo para demostrar la integridad mecánica, el procedimiento involucra los siguientes pasos:

1. Clasificación del pozo inactivo.
2. Caracterizar las formaciones presionadas penetradas por el pozo.
3. Identificar acuíferos de agua dulce penetrados por el pozo.
4. Determinar el número de niveles de protección.
5. Asignar una categoría de potencial de migración de fluidos.
6. Establecer procedimientos de monitoreo.
7. Realizar acciones de seguimiento según sea necesario.¹⁵

2.3.2 API RP 51R. La norma API de prácticas recomendadas 51R se enfocan en la protección ambiental para las operaciones de producción de gas y petróleo y contratos de arrendamiento. Esta norma divide el tema de taponamiento y abandono en dos partes: subsuelo y superficie.

En el subsuelo se enfoca en la prevención con el uso de tapones de la migración de fluidos entre zonas con el fin de prevenir la contaminación de acuíferos de agua dulce, suelo superficial, aguas superficiales y proteger las reservas de hidrocarburos presentes manteniendo los fluidos confinados.

En superficie la norma recomienda la limpieza y descontaminación de la superficie, incluyendo el corte del revestimiento de superficie por debajo del suelo, la restauración de las condiciones del suelo lo más similar posible a lo

¹⁵ Ibid. p. 19-22

que estuvieron antes de la creación del pozo y marcar la superficie con un indicador de la presencia del pozo.¹⁶

2.3.3 API RP 580. Las practicas recomendadas RP 580 proveen información en uso de análisis de riesgos para el desarrollo de un de inspección efectivo. El proceso inicia con la identificación de las instalaciones o equipos y culmina en un plan de inspección, donde serán evaluados la probabilidad y consecuencia de falla considerando todos los mecanismos de daño creíbles.

El proceso de inspección basado en riesgo incluye los siguientes pasos:

- a) Comprensión de la premisa de diseño.
- b) Planear la evaluación del proceso de inspección basado en riesgo.
- c) Recolección de información y datos.
- d) Identificación de mecanismo de daño y modos de falla.
- e) Evaluación de probabilidad de falla.
- f) Evaluación de consecuencia de falla.
- g) Determinación de riesgo, evaluación y manejo.
- h) Manejo de riesgo con actividades de inspección y control de procesos.
- i) Otras actividades de mitigación de riesgos.
- j) Reevaluación y actualización.
- k) Roles, responsabilidades, entrenamiento y calificaciones.
- l) Documentación y mantenimiento de registros.

¹⁶ API RP 51R. Environmental protection for onshore oil and gas production operations and leases, First edition. API, Julio 2009, 13 p.

2.4. ISO/DIS 16530-1.

Esta parte de la ISO 16530 ha sido desarrollada por compañías operadoras productoras de crudo y gas y está destinada a proporcionar una guía para el operador de pozo en el manejo de la integridad del pozo a través del ciclo de vida del pozo, abordando los requisitos mínimos de cumplimiento para el operador del pozo con el fin de reclamar la conformidad con esta parte de la ISO 16530.

Los procesos de manejo de integridad durante las fases de ciclo de vida son la base del diseño; diseño; construcción; operación; intervención y abandono de pozo. La sección dedicada a la fase de abandono de pozo define los requerimientos y recomendaciones para el abandono permanente de un pozo incluyendo un programa de abandono, estudio de las barreras de pozo, manejo del riesgo, manejo del cambio y entregables como documentos y reportes.

Estos documentos son un borrador publicado por el comité técnico ISO para ser presentado a los organismos miembros de ISO para el voto por la fecha indicada y aprobación como estándar internacional.¹⁷

2.5 NORMATIVIDAD.

El marco normativo para desarrollo de proyectos de abandono esta descrito en la tabla 3.

¹⁷ ISO/DIS 16530-1. Petroleum and natural gas industries – Well integrity – Part1: Life cycle governance. Enero 2015, 6p.

Tabla 3. Normatividad para proyectos de abandono de pozos

Norma	Descripción
Decreto 727 de 2007	Validación y cuantificación de reservas de hidrocarburos pertenecientes a la nación.
Resolución 181495 de 2009	Normas referentes al taponamiento y abandono en cuanto a condiciones y procedimientos como suspensión de perforación uso de acuíferos o suspensión temporal.
Resolución 180742 de 2012	Señala el procedimiento para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales que garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables. ¹⁸
Decreto 2811 de 1973	Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
Ley 99 de 1993 y normas complementarias	Compromisos ambientales para exploración y operación de un campo y aplicación de mejores prácticas en materia ambiental, para efectos de la restauración del área objeto de abandono.
Normas relacionadas al plan de ordenamiento territorial	El ordenamiento territorial municipal y distrital comprende un conjunto de acciones político-administrativas y de planeación física concertadas emprendidas por los municipios o distritos y áreas metropolitanas.

Fuente: Modificado de: WILCHES, Alfonso. Caracterización de riesgos operacionales en abandono de pozos y facilidades. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2014.

¹⁸ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 180742 de 2012. Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Disponible en: www.redjurista.com/Documents/r_mme_180742_2012.aspx#/viewer

3. CAMPO NUTRIA

Campo Nutria es un campo perteneciente a la Superintendencia de Mares operado por ECOPEPETROL S.A. Actualmente casi la mitad de los pozos se encuentran en estado inactivo y abandonado.

3.1 GENERALIDADES DEL CAMPO NUTRIA

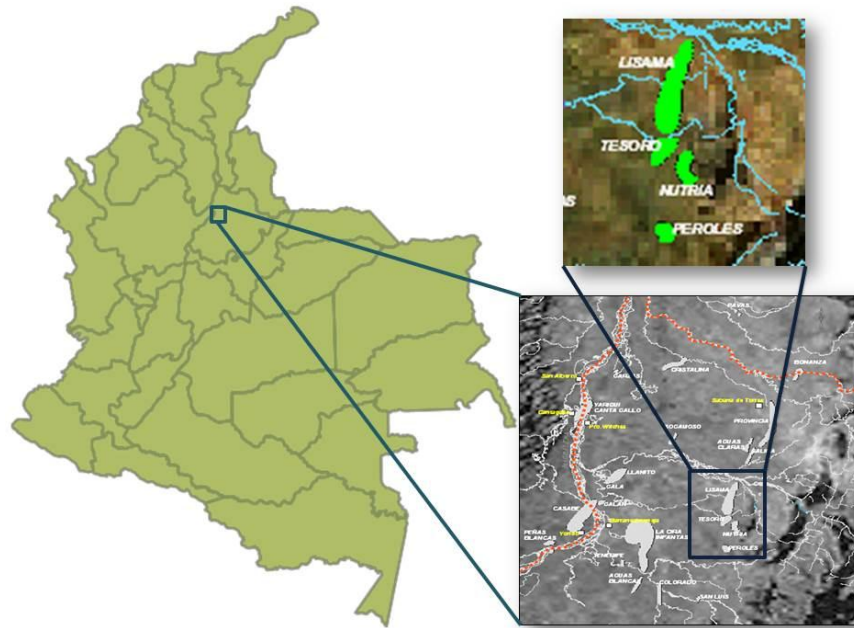
Campo Nutria es un campo maduro el cual se encuentra en el valle medio de Magdalena produce crudos de mediano API.

3.1.1 Ubicación. El campo Nutria se encuentra en el margen oriental de la cuenca del valle medio de la Magdalena perteneciente a la Superintendencia de Operaciones de Mares de Ecopetrol S.A. (Figura 6).

3.1.2 Referente histórico. De acuerdo con la información existente en el Expediente 2249 el inicio de las actividades de exploración petrolera en la Superintendencia de Mares SMA desde el año 1915, año en que el área fue dada en concesión al señor Roberto De Mares y, posteriormente, paso a la Compañía Tropical Oil Company que inicio exploración en junio de 1916.

El Apoderado para Asuntos Ambientales de la Vicepresidencia de Exploración y Producción la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPEPETROL, mediante escrito radicado con el número 311112697 del 20 de febrero de 2000, es decir dentro de la vigencia del Decreto 1753 de 1994, solicitó establecimiento de Plan de Manejo Ambiental para los Campos de la Superintendencia de Mares pertenecientes a la Gerencia Centro Oriente (GCO), conformada por los siguientes campos de explotación petrolera:

Figura 6. Mapa de localización bloque de producción Lisama



Fuente: Modificado de: PAEZ, William, et al. Informe técnico de proyectos 2007, ICP.

Zona Centro: Campos Infantas y la Cira, ubicados en el corregimiento el Centro del Municipio de Barrancabermeja.

Zona Lizama: Comprende los campos Lisama, Peroles, tesoro, y Nutria, localizados al extremo oriental del área de la Superintendencia en el municipio de San Vicente de Chucuri.

Zona Norte: Comprende los campos Galán,

Llanito y Gala, todos ellos ubicados en el municipio de Barrancabermeja.¹⁹ La exploración se inició el 20 de octubre de 1967 mediante la perforación del pozo Nutria 2 cuyo objetivo geológico era la parte inferior del Eoceno con el interés

¹⁹COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución No. 1641 (7, septiembre, 2007). Por la cual se revocan las Resoluciones 0703 del 30 de julio de 1998, 0879 del 11 de septiembre de 1998 y 075 del 26 de enero de 2004; se acumulan unos expedientes; se establece un plan de manejo ambiental y se toman otras determinaciones. Bogotá D.C.: El Ministerio. 1-2 p

de definir la capacidad productora de las Formaciones Esmeraldas La Paz y Lisama. La perforación terminó el 12 febrero de 1968 a una profundidad de 11.041ft en la Formación Lisama. La parte inferior del Eoceno resultó seca y se taponó hasta 8.335ft terminando el pozo en las Formaciones Mugrosa y Colorado en marzo 10 de 1969, con una producción inicial de 240 BOPD de 37° API en flujo natural. En 1982, con base en una sísmica de alta resolución y una revisión geológica del Campo, se inició el desarrollo del Campo, finalizando con el pozo Nutria 29 quien inició perforación en 1987, terminando en 1988 y fue completado como productor en las Formaciones Colorado A y Mugrosa B. y depositaron²⁰. El aceite original calculado para el campo Nutria es de 33.6 MBLS de petróleo.

Actualmente el Contrato de Explotación del Campo Nutria se encuentra en las condiciones que muestra la tabla 4 según el Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 4. Contrato vigente en explotación.

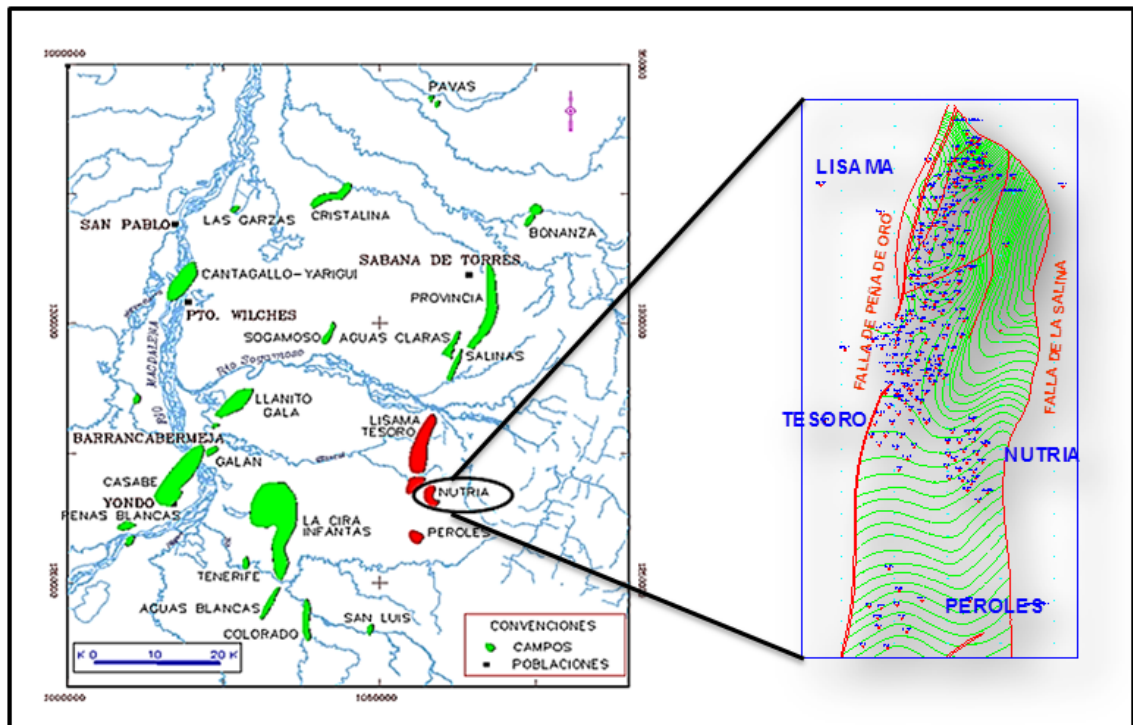
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA - DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS. CONTRATO VIGENTE EN EXPLOTACIÓN							
CUENCA	VMM	FISCALIZACIÓN DEL PETRÓLEO	METODO	Estática manual por Cinta	FIACALIZACIÓN DE GAS	METODO	Presión Diferencial
ZONA MME	5		PUNTO	Estación Tesoro		PUNTO	Estación Tesoro
CONTRATO	De Mares		TRANSF. CUSTODIA	Oleoducto Refinería		TRANSF. CUSTODIA	Sin información
EMPRESAS	Ecopetrol S.A						
OPERADOR	Ecopetrol S.A						
HCS PRODUCIDOS	Petróleo y Gas						

Fuente: Modificado de: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA - DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS. [sitio web]. Bogotá; MME. [Consulta: 18 agosto 2016]. Disponible en:<https://www.google.es/>.

²⁰ PAEZ C., William A.; CARDENAS, Fredy y GONZALEZ, Ricardo. Campo Nutria: Perforación adicional como estrategia de aceleramiento de recobro. Artículo Técnico. Derechos de Autor, ACIPET, 2011, p. 1.

3.1.3 Marco geológico regional. El Campo Nutria es una estructura monoclinnal con buzamientos, el área está enmarcada entre dos escamas estructurales limitadas por el sistema de Fallas de la Salina – Peña de Oro. La primera escama comprende el área estructural limitada por las Fallas de La Salina y Falla Satélite o de Santa Elena. Es la más estrecha y genera una estructura anticlinal con fuerte inclinación en sus flancos hacia el E. La segunda escama corresponde al área del Campo Lisama y se encuentra limitada por las Fallas Satélite y de Peña de Oro. (Figura 7).

Figura 7. Mapa de Localización Bloque de producción Lisama - Mapa de Fallas y Contornos al tope de la Zona B en los campos Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles



Fuente: Modificado de: PAEZ C., William A.; CARDENAS, Fredy y GONZALEZ, Ricardo. Campo Nutria: Perforación adicional como estrategia de aceleramiento de recobro. 2009, Acipet.

3.1.3.1 Estructura del campo Nutria. Una silla estructural lo separa del Campo Tesoro a la altura de los pozos Tesoro-3, Tesoro-36, Nutria-5 y Nutria-6. De acuerdo con las correlaciones entre pozos, hacia la parte norte se insinúa un ligero cabeceo anticlinal, marcada con un fuerte escarpe topográfico dado por el contacto entre el cretáceo (Formación Umir) y el Terciario (Formación Real), el estilo estructural para formar el pliegue como se puede observar en la figura 8, donde por medio de las secciones sísmicas.

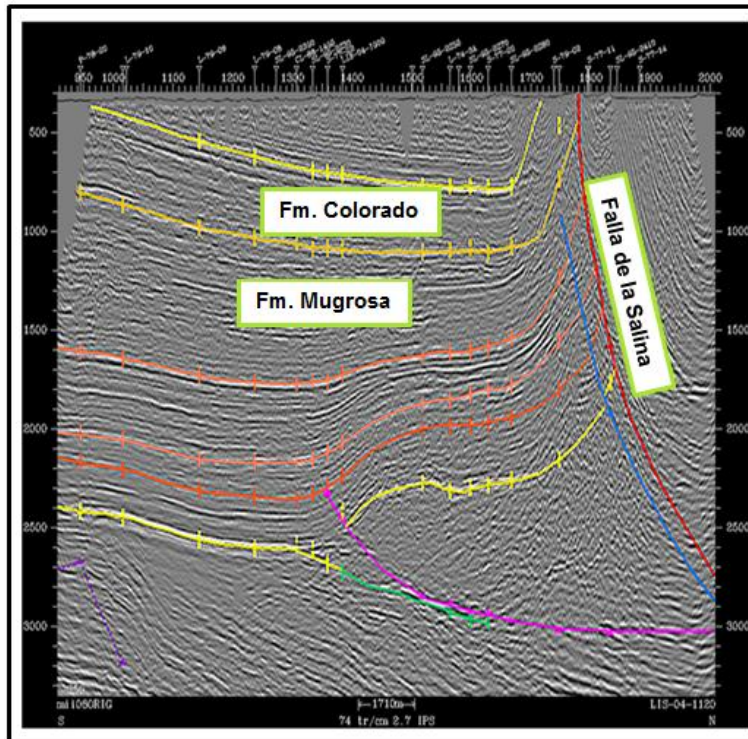
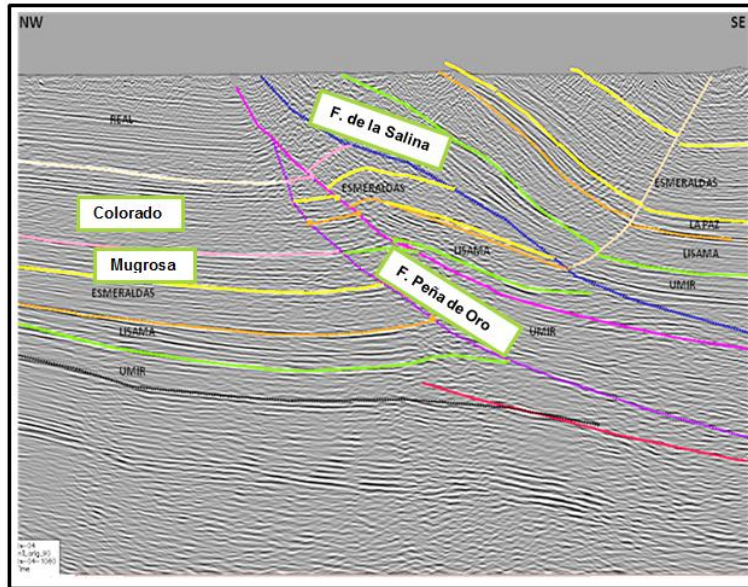
Falla de Peña de Oro: Es el límite occidental del campo y se manifiesta como una falla inversa convergencia hacia el oeste. Es la falla más reciente dentro del conjunto, cuyo primer movimiento parece haber tenido lugar en el Oligoceno durante la deposición de la Zona más temprana de la Formación Colorado (David K. Davis, 1995). Su salto disminuye a medida que se acerca a superficie, adquiriendo su máximo valor de 600 metros (3.000 a 3.600 pies) en la parte más profunda.

Falla de la Salina: Es la falla más continua que corta los estratos desde la superficie hasta más de 20.000 pies de profundidad en el subsuelo. Es de carácter inverso y presenta convergencia hacia el oeste. Se extiende a lo largo del flanco oriental del Valle Medio del Río Magdalena, en una longitud aproximada de 160 Km., desde el sur del río Horta hasta el norte del Campo Provincia. (R. Valderrama, 1977)

El trazo en superficie es en general sinuoso y al llegar al Río Sogamoso sufre un desplazamiento hacia el oeste, donde cabecea el anticlinal de Lisama. El plano de falla es variable siendo vertical y pronunciado en la Zona superficial, haciéndose horizontal en subsuelo.²¹

²¹ MONTT, Manuel; CÁRDENAS, Fredy. JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE 5 POZOS AÑO 2010 CAMPO NUTRIA. Noviembre de 2009. P. 5-9.

Figura 8. Secciones sísmicas SL-95-2255 y NM-04-1120.

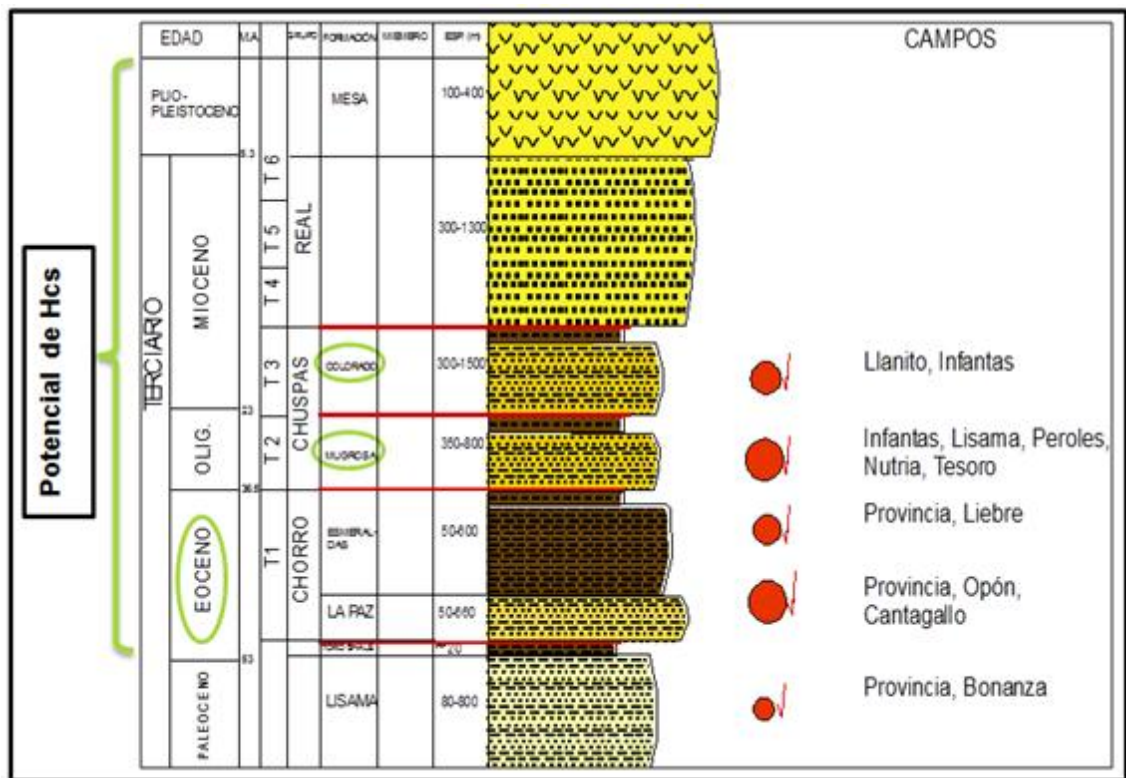


Fuente: Modificado de: MONTT, Manuel; CÁRDENAS, Fredy. JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE 5 POZOS AÑO 2010 CAMPO NUTRIA. Noviembre de 2009

3.1.3.2 Estratigrafía de la cuenca del valle medio del magdalena.

Estratigráficamente, los niveles productores Colorado Zona A y Mugrosa Zona B corresponden a sedimentos depositados en facies fluviales los cuales se distribuyen geofísicamente a lo largo de las zonas por donde corrieron los ríos ancestrales que los transportaron y depositaron. En la figura 9 se puede observar la columna estratigráfica generalizada de los campos del sector.

Figura 9. Columna Estratigráfica generalizada de los campos Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles



Fuente: Modificado de: MONTT, Manuel; CÁRDENAS, Fredy. JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE 5 POZOS AÑO 2010 CAMPO NUTRIA. Noviembre de 2009.

Formación Mugrosa (Oligoceno): En la nomenclatura de ECOPEPETROL, se considera a la Formación Mugrosa subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales (Waring, 1931 en Valderrama R. Pérez V.1977).

La Formación Mugrosa presenta una sección inferior denominada Zona C (MZC), compuesta de areniscas gris verdosa y gris claro, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular; alternando con arcillolitas gris clara y pardo amarillas, abigarradas. La sección superior corresponde a Zona B (MZB), y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas, de color pardo amarillo. Las areniscas se caracterizan por ser lenticulares con estratificación cruzada y gradación vertical.

El tope de la Formación Mugrosa está dado por el horizonte fosilífero de Mugrosa, que consta de shales gris verdoso, carbonoso, glauconítico, en el que se encuentra englobada una fauna de moluscos.

Con base en el horizonte fosilífero de Mugrosa, la formación se considera de edad Oligoceno Inferior a Medio (Olsson, 1935 en Valderrama R. Pérez V, 1977).

Formación Colorado (Mioceno Inferior a Medio): Su parte inferior está compuesta de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, masivas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. A continuación sigue un nivel de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. Los niveles de chert están cubiertos por una serie de areniscas gruesas a

conglomeráticas, matriz arcillosa, friable, ferruginosa, con intercalaciones de arcillolitas pardo rojizas. La parte superior de esta formación está dada por un nivel arcilloso de color verdoso. El contacto inferior está dado por los fósiles de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad.

La Formación Colorado ha sido datada como Oligoceno Superior con base en la asociación de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior (Wheeler, 1935 en Valderrama R. Pérez V.

La Formación Colorado o Zona A fue dividida en las unidades estratigráficas Zona A Superior, Medio e Inferior. De igual forma para las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, las que se subdividieron en Superior, Medio e Inferior.²²

Las formaciones geológicas productoras son principalmente de las unidades estratigráficas conocidas como Zona A, en la Formación Colorado y Zonas B y C de la Formación Mugrosa.

3.1.4 Propiedades y características del yacimiento. Propiedades obtenidas mediante los diferentes estudios realizados durante la maduración de los yacimientos. En la tabla 5 se observan las principales propiedades del campo nutria y en la tabla 6 sus características principales.

²² Ibid. p12-15

Tabla 5. Propiedades de Yacimiento del Campo Nutria.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO		
CAMPO	Unidad	
NUTRIA	Colorado Zona A	Mugrosa Zona B
Espesor neto promedio (ft)	10	20-260
Temperatura (F)	140	150
Porosidad (%)	18	17-24
Permeabilidad (mD)	15	22-98
Swi (%)	30	30-50
Gravedad API	22	34
GOR (SCF/STB)	500	500
Factor volumétrico		1,25
Presión inicial (psi)	2300	2800
Presión actual (psi)	1000-2300	1000-2800

Fuente: MONTT, Manuel; CÁRDENAS, Fredy. Justificación de la perforación de 5 pozos año 2010 campo Nutria. Noviembre de 2009.

El Área Norte del campo se caracteriza por presentar los pozos con mayores acumulados de producción de petróleo. Su relieve estructural es el más alto y a nivel de las Zonas productoras de la Formación Mugrosa presenta los mejores espesores de arenas petrolíferas, las que conforman un tren de dirección NE. Las profundidades a las que se encuentran las Zonas B y C de la Formación Mugrosa varían entre 3000 y 4000 pies de profundidad, además por ser un complejo de canales fluviales con espesores entre 10 y 20ft, tiene continuidad lateral restringida, intercalación de areniscas con arcillolitas y cambios laterales - verticales en el tipo de roca y arenas productoras depletadas.

Tabla 6. Características del Yacimiento.

N° de pozos perforados	48
Completados	Arena B - Formación mugrosa Arena A - Formación colorado
Gravedad API	30° (mínima producción de agua principalmente en las arenas B)
Particularidades	Abandono de pozos por rotura de revestimiento ceca de la superficie, problema asociado a fenómenos de reptación de suelos provocados por la inestabilidad geotécnica del terreno.
Mecanismo de prod. predominante	Gas en solución.
Se depositan los sedimentos de la formación Lisama de carácter	Fluvio – deltaico.

Fuente: Modificado de: MONTT, Manuel; CÁRDENAS, Fredy. Justificación de la perforación de 5 pozos año 2010 campo Nutria. Noviembre de 2009.

3.2 HISTÓRICO Y ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

Campo Nutria actualmente cuenta actualmente con pozos produciendo con sistemas de bombeo mecánico y dos pozos inyectores de agua, teniendo como principal causa de abandono e inactividad problemas geo mecánicos asociados a movimientos de tierra.

3.2.1 Características de los pozos. El campo Nutria cuenta con 47 pozos perforados y completados en las arenas B de la Fm. Mugrosa y arenas A de la Fm. Colorado, de los cuales 25 son productores, 2 inyectores debido a una mínima producción de agua, principalmente de las arenas B, 15 inactivos y 5 abandonados.

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos el campo Nutria presenta la siguiente producción entre diciembre y abril del 2016.

Tabla 7. Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO POR CAMPO EN SUPERFICIE (BARRILES PROMEDIO POR DIA CALENDARIO - BPDC) ENERO - ABRIL 2016*							
Departamento	Municipio	Campo	Diciembre (2015)	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Santander	San Vicente de Chucuri	Nutria	1.399	1.387	1.372	1.277	1.387

Fuente: Modificado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES. Enero - abril 2016. [sitio web]. Bogotá; ANH. [Consulta: 30 agosto 2016]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/>.

El sistema de levantamiento artificial que es usado en los pozos productores en campo es el sistema de levantamiento mecánico el cual cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para su extracción, en la figura 10 se muestran sus principales partes tanto en subsuelo como superficie, en la tabla 8 se pueden observar las ventajas y desventajas del uso del sistema de levantamiento mecánico.

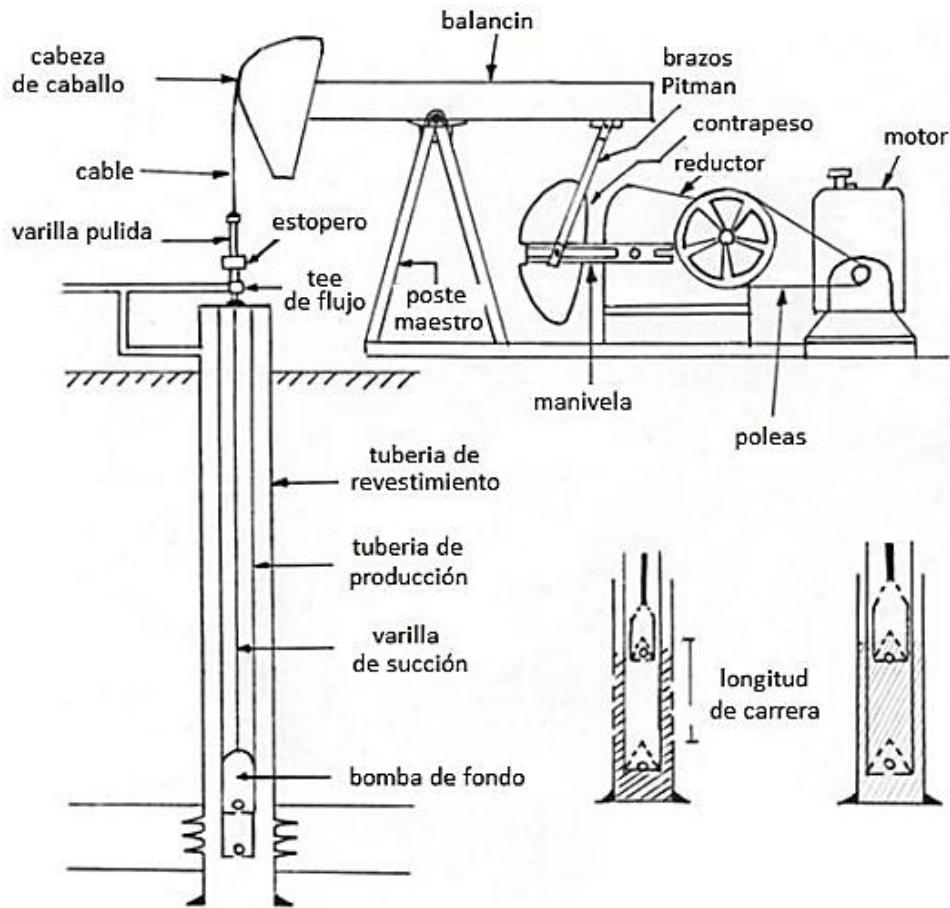
Adicionalmente como instrumento de control en caso de fugas, los pozos tienen un sistema de contención constituido por el contrapozo, un canal y una trampa API, cuyo diseño permite extraer el aceite almacenado a través de un camión de vacío.

Tabla 8. Ventajas y desventajas del uso de un sistema de levantamiento mecánico.

BOMBEO MECANICO	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Bajos costos de mantenimiento	En varias aplicaciones no es tan eficiente como otras unidades.
Cuesta menos que otras unidades	Puede requerir cajas de engranajes más grandes que otras unidades.
Puede rotar en sentido horario y anti horario.	Es problemático en pozos con alta desviación.
Fácil de operar y de hacer mantenimiento	No puede ser usada en pozos off shore por los grandes equipos de superficie y la limitada capacidad de producción es comparada con otros métodos.
Se puede cambiar fácilmente de tasa de producción por cambio en la velocidad de bombeo o stroke.	No puede funcionar con excesiva producción de arena.
Puede bombear el pozo a una muy baja presión de entrada para obtener la máxima producción.	La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se tiene gas libre.
Usualmente es la más eficiente forma de levantamiento artificial.	La tasa de producción cae con la profundidad comparado con otros métodos de levantamiento artificial
Se puede fácilmente intercambiar de unidades de superficie.	La unidad de superficie es pesada, necesita mucho espacio y es un poco perjudicial al ambiente.
Se puede usar motores a gas como movedores primarios si la electricidad no está disponible.	En sitios poblados puede ser peligrosa para las personas.
Se puede usar la bomba con el control apagado para minimizar la carga del fluido, costos de electricidad y las fallas de varilla.	Cuando no se usan cabillas de fibra de vidrio, la profundidad puede ser una limitación.
Se puede usar computadoras modernas de análisis dinamométrico para la optimización del sistema.	

Fuente VARGAS DELGADO, César. Componentes de bombeo mecánico su uso y aplicación en Chicontepec. México, D.F. Ciudad Universitaria, 2012.

Figura 10. Sistema de Bombeo Mecánico.



Fuente VARGAS DELGADO, César. Componentes de bombeo mecánico su uso y aplicación en Chicontepec. México, D.F. Ciudad Universitaria, 2012.

Inestabilidad de terrenos: El estudio, “Análisis de Oportunidades Campo Lisama”, realizado en el año 2004 por un grupo de profesionales del Departamento de Yacimientos y Producción de la Gerencia Técnica y de la Superintendencia de Mares de la Gerencia Regional Magdalena Medio, se identificaron áreas con espaciamiento entre 30 y 60 acres, con bajos factores de recobro y particularmente, abandono de pozos por rotura del revestimiento cerca de la superficie, problema asociado a fenómenos de reptación de suelos provocados por la inestabilidad geotécnica del terreno, generando problemas

mecánicos de colapsos, debido a este problema una de las estrategias planteadas fue perforar bajo el sistema de “Cluster”, es decir, más de un pozo desde una misma localización sobre un terreno geotécnicamente estable, aplicando tecnología direccional para alcanzar los objetivos en subsuelo.

Estos daños se presentaron en los revestimientos de 7” - 9 5/8” y se extienden en promedio desde 100ft hasta 270ft de la superficie. La inestabilidad de los taludes de las locaciones ha ido generando inactivación de los pozos, disminuyendo la producción, ya que la mayoría de estos, tan solo produjeron por un periodo de cinco años.²³

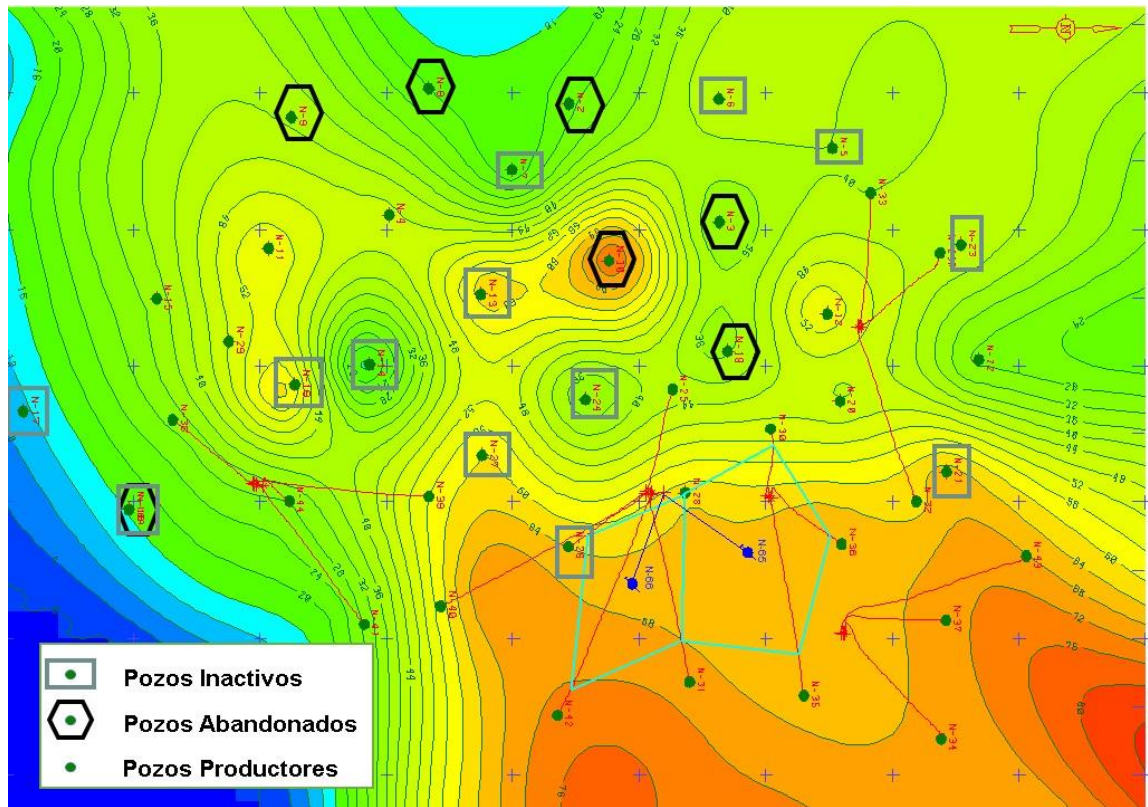
3.2.2 Estado de los pozos. Los 47 pozos perforados del campo nutria están divididos en 25 productores, 2 inyectores 13 inactivos y 7 abandonados.

3.2.2.1 Ubicación de los pozos. En la figura 11 se observa la ubicación en el mapa de los todos los pozos del campo nutria, donde se puede detallar el área de afectación del frente de recobro de los pozos inyectores de agua sobre algunos pozos productores y uno inactivo.²⁴

²³ PAEZ; CARDENAS y GONZALEZ. Op. Cit., p. 2.

²⁴ MONTT, Manuel y CÁRDENAS Fredy. Justificación de la perforación de 2 pozos inyectores año 2010 campo nutria. Ecopetrol S.A GRM, GTD y SYA. Enero, 2010, 21 p.

Figura 11. Ubicación de pozos en el campo nutria.



Fuente: MONTT, Manuel y CÁRDENAS Fredy. Justificación de la perforación de 2 pozos inyectoros año 2010 campo nutria. Ecopetrol S.A GRM, GTD y SYA. Enero, 2010.

3.2.2.2 Estado de pozos abandonados. Actualmente el campo Nutria cuenta con 7 pozos Abandonados concentrados principalmente en la zona central y occidental del campo, de los cuales tres pozos fueron abandonados por baja producción, dos por problemas geotécnicos, uno problemas derivados de la perforación y por último el pozo Nutria 10 del cual en la base de datos suministrada por ECOPEPETROL S.A no se encuentra información sobre causa de abandono. En la tabla 9 se observa la información general de los pozos abandonados de campo Nutria.

Tabla 9. Información general de pozos abandonados del campo Nutria.

ABANDONADOS				
Pozo	Fecha de perforación	Fecha de abandono	Profundidad (Ft)	Causa de abandono
Nutria 2	1969	18/07/2011	11041	Baja producción
Nutria 3	1982	03/02/1992	9403	Problemas mecánicos en el revestimiento debido a una falla geológica en el área
Nutria 8	1985	10/11/2012	8650	Baja producción
Nutria 9	1984	01/11/2012	9105	Baja producción
Nutria 10	1984	27/02/2014	8793	Sin datos
Nutria 16	1986	06/12/1990	8300	Pozo desviado
Nutria 19	1986	14/01/2013	9050	Problemas mecánicos en el revestimiento debido a una falla geológica en el área y a su baja producción

Fuente: Modificado de: Base de datos de open Well y ECOPETROL

Adicionalmente la tabla 10 muestra información representativa del resultado del procedimiento de abandono, el cual incluye información tanto de subsuelo como de superficie; la información de algunos ítems no pudo ser completado puesto que la información suministrada por medio de estados mecánicos, registros de open Well, fotografías entre otros no contenían esas especificaciones.

Ecopetrol diseño una plantilla de diligenciamiento para obtener la información básica tanto de pozos inactivos como abandonados, La tabla 11 nos muestra la plantilla usada por Ecopetrol y la tabla 12 muestra un ejemplo de aplicación para un pozo abandonado que incluye un registro fotográfico que evidencia su estado hasta ese momento.

Tabla 10. Información de resultado de proceso de abandono.

ABANDONADOS								
Pozo	Retiro de unidad de bombeo	Zona de interés	Tapones			Retiro equipo de sup.	Retiro de cabezal	Instalación de monumento
			Postura de tapones					
			SI	NO	Numero			
Nut- 02	Sin datos	Sin datos	x		7	Sin datos	Sin datos	Sin datos
Nut- 03	X	13 zonas cañoneadas	Sin datos	Sin datos	Sin datos	X	X	X
Nut-08	X	9 zonas cañoneadas	x		9	Sin datos	Sin datos	Sin datos
Nut- 09	X	22 zonas cañoneadas	X		8	X	X	X
Nut- 10	X	20 zonas cañoneadas	X		4	X	Sin datos	Sin datos
Nut- 16	X	Ninguna	x		1	X	X	X
Nut-19	X	6 zonas cañoneadas y 1 sin paso por problemas en el revestimiento a 146	X		6	X	x	x

Fuente: Modificado de: Base de datos de open Well y ECOPETROL

Tabla 11. Plantilla de información básica de pozos inactivos y abandonados

POZO _____ NORTE _____ ESTE _____ PRODUCCION TOTAL DEL POZO _____ Bbls. Kpc.

COORDENADAS _____ ESTADO EN FORMAS O OPENWELLS _____ ESTADO VISTO _____ FORMA 10A CR SI NO

CERCANIA A ZONAS POBLADAS _____ FECHA DE ABANDONO O INACTIVIDAD _____

FORMACIONES PRODUCTORAS/ESTADO _____ DETALLE S DEL _____

OBSERVACIONES _____

REGISTRO FOTOGRAFICO A DIC/09

Fuente: VIZCAINO, Heidy. Resultados de la aplicación de la metodología de aseguramiento de pozos en superficie la la SOM.ECOPETROL S.A. 2010, 61 p.

Tabla 12. Ejemplo de uso de plantilla para pozos abandonados.

POZO NUTR0016 NORTE 1264982 ESTE 1059527.5 PRODUCCION TOTAL DEL POZO Bbls. Kpc.

ESTADO EN FORMAS O OPENWELLS INACTIVO ESTADO VISTO ABANDONADO FORMA 10A CR SI NO

CERCANIA A ZONAS POBLADAS ENTRE 100 Y 500 MTS FECHA DE ABANDONO O INACTIVIDAD

FORMACIONES PRODUCTORAS/ESTADO DETALLES DEL ABANDONO

OBSERVACIONES POZO UBICADO AL LADO DE LA VIA QUE CONDUCE A SAN VICENTE DEL CHUCURI, CON PLACA DE ABANDONO.

REGISTRO FOTOGRAFICO ADICIONAL



Fuente: VIZCAINO, Heidy. Resultados de la aplicación de la metodología de aseguramiento de pozos en superficie la la SOM.ECOPETROL S.A. 2010, 62 p.

3.2.2.3 Estado de pozos inactivos. Debido a la inestabilidad Geotécnica de los suelos del Campo Nutria se han generado la mayoría de inactividades de pozos, que desde sus inicios presentaron una producción significativa y que actualmente se encuentran inactivos, por problemas geomorfológicos, mecánicos, colapsos en la tubería de revestimiento, atascamiento de la herramienta de fondo, partidura de tubería, varillas y accesorios que hacen parte del sistema de producción. Los 13 pozos que actualmente se encuentran en estado inactivo, según la base de datos de open Well y ECOPETROL es la siguiente:

Tabla 13. Información general de pozos inactivos del campo nutria.

INACTIVOS				
Pozo	Fecha de perforación	Fecha de inactividad	Profundidad (Ft)	Causa de Inactividad
Nut - 05	1983	1908	8900	Altos problemas mecánicos originados por deslizamientos de tierra.
Nut - 06	1983	1905	8720	Altos problemas mecánicos originados por deslizamientos de tierra.
Nut - 07	1984	1905	8650	Pozo seco
Nut - 13	1985	1991	8400	Baja producción.
Nut - 14	1985	2009	8450	Altos problemas mecánicos originados por deslizamientos de tierra.
Nut -16 A	1986	1990	8300	Altos problemas mecánicos originados por deslizamientos de tierra.
Nut - 17	1987	1990	8107	Atascamiento de tubería por daño mecánico.
Nut - 18	1986	Sin datos	8300	Sin datos
Nut - 21	1987	1996	9450	Altos problemas mecánicos originados por deslizamientos de tierra.
Nut - 23	1986	1989	9200	Altos problemas mecánicos originados por deslizamientos de tierra.
Nut - 24	1986	1990	8750	Baja producción.
Nut - 26	2007	2014	7000	Varilla partida y altas producción de gas
Nut - 27	1987	2004	8442	Problemas Geotécnicos, atascamiento de bomba.

Fuente: Modificado de: Base de datos de open Well y ECOPETROL

Tabla 14. Información del aseguramiento de pozos inactivos.

INACTIVOS			
Pozo	Válvulas cerradas	Aseguramiento de la locación	Observaciones
Nut - 05	Pozo valvulado.	Facilidad de acceso, Georreferenciación y contrapozo	Se encuentra a más de 500 mt de zonas pobladas y/o alta consecuencia.
Nut - 06	Sin datos	Facilidad de acceso, Georreferenciación y contrapozo	Abandono temporal con balanceo de tapón de cemento con tope en 80', Se encuentra entre 0 a 100mt de zonas pobladas y/o alta consecuencia.
Nut - 07	Pozo valvulado.	No presenta ningún tipo de aseguramiento	Se encuentra entre 100 a 500 mt de viviendas y fuentes de agua, se balanceo tapón a un tope teórico a 7050', 6640' y en superficie de 15'.
Nut - 13	Pozo valvulado.	Sin datos	Se sacó la sarta de producción y se balanceo tapón de cemento con tope en 3601', 85' y superficie.
Nut - 14	Pozo valvulado.	Sin datos	Se balancea tapón de cemento con tope 2720' y se sacó el resto de sarta de producción y el empaque.
Nut - 16 A	Sin datos	Sin datos	Se balanceo tapón de cemento con tope a 3200', longitud de 250'. se colocó tapón de cemento en superficie, longitud 30'
Nut - 17	Pozo valvulado.	Facilidad de acceso, Georreferenciación y contrapozo	Se encuentra entre 100 a 500 mt de viviendas y fuentes de agua, se balanceo tapón a un tope 4300'y a 30' de superficie.
Nut - 18	Sin datos	Sin datos	Sin datos
Nut - 21	NO	Se ubicaron 3 taponos en las siguientes profundidades: 451', 60' y en superficie.	El área del pozo se terminó de colapsar a 160' aproximadamente, se fue al fondo tubería y varillas.
Nut - 23	NO	Facilidad de acceso, Georreferenciación y contrapozo	Balanceo de tapón de cemento con tope en 1890' Y 25' en superficie, Se encuentra entre 0 a 100mt de una fuente de agua.
Nut - 24	NO	No presenta ningún tipo de aseguramiento	Se encuentra entre 100 a 500 mt de fuentes de agua.
Nut - 26	Sin datos	Sin datos	Sin datos
Nut - 27	NO	Sin datos	Se trabaja bomba de arriba abajo y no arranca, se quiebra una a una las varillas que salen del pozo.

Fuente: Modificado de: Base de datos de open Well y ECOPETROL

Al finalizar el proceso de inactividad de un pozo, se debe tener en cuenta el diligenciamiento de una plantilla con su debido registro fotográfico el cual evidencie su estado actual.

La tabla 15 muestra un ejemplo de la plantilla del pozo Nutria 6.

Tabla 15. Ejemplo de uso de plantilla para pozos inactivos.

POZO <u>NUTR0006</u>	COORDENADAS NORTE <u>1267314</u> ESTE <u>1058023</u>	PRODUCCION TOTAL DEL POZO _____ Bhs.
ESTADO EN FORMAS O OPENWELLS <u>INACTIVO</u>	ESTADO MISTO <u>INACTIVO</u>	Kpc. _____
CERCANIA A ZONAS POBLADAS <u>ENTRE 100 Y 500 MTS</u>	FECHA DE ABANDONO O INACTIVIDAD _____	FORMA 10A CR <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
FORMACIONES PRODUCTORAS/ESTADO _____	DETALLES DEL ABANDONO _____	
OBSERVACIONES <u>POZO VALVULADO EN SUPERFICIE.</u>		
REGISTRO FOTOGRAFICO		
A D I C 09		



Fuente: VIZCAINO, Heidy. Resultados de la aplicación de la metodología de aseguramiento de pozos en superficie la la SOM.ECOPETROL S.A. 2010, 62 p.

4. EVALUACION DE RIEGOS

La evaluación de riesgo se realizará con una muestra de un pozo abandonado y dos pozos inactivos, esta tendrá como soporte la información suministrada de los pozos, el método de evaluación de riesgos es en función de los parámetros integrados que afectan tanto la probabilidad y la consecuencia según la matriz RAM de ECOPETROL S.A. y por una revisión del estado del pozo comparando con lo que sugiere el estado del arte.

La información fue suministrada por los funcionarios interesados de ECOPETROL S.A, los cuales la obtuvieron de bases de datos en el campo y Open Well, cierta parte de la información no está completa o actualizada, se recurrió a organizar y clasificar la información para obtener la mejor posible, de esta manera se decidió hacer la evaluación de riesgos con los pozos que tuvieran la información más completa dejando como modelo dos pozos abandonados y dos inactivos.

La evaluación de riesgos comprende los siguientes parámetros en función del tipo de pozo:

Pozos inactivos:

- Parámetros de evaluación:
 - Presencia de emanaciones.
 - Afectación por frente de recobro.
 - Válvulas de control en cabeza de pozo.
 - Tiempo de inactividad en meses.
 - Locación asegurada.
 - Cercanía a zonas de alta consecuencia.

Pozos abandonados:

➤ Parámetros de evaluación:

- Presencia de emanaciones.
- Afectación por frente de recobro.
- Aislamiento en todas las zonas de interés.
- Locación asegurada.
- Cercanía a zonas de alta consecuencia.

Cada parámetro será descrito a continuación:

La presencia de emanaciones es un parámetro cualitativo que permite identificar con la visita a la locación si hay o no presencia de emanaciones, por lo que este parámetro será evaluado con respuesta negativa o positiva.

La afectación de frente de recobro es un parámetro cualitativo, el cual por medio de consulta a personal de yacimientos se define por medio de una respuesta positiva o negativa la afectación del frente de inyección hacia los pozos.

La presencia de válvulas en cabeza de es un parámetro cualitativo el cual se define por medio de una respuesta positiva o negativa la presencia de válvulas y/o tapones de restricción en todas las salidas del pozo, para evitar derrames no controlados de fluido en caso de que consiga llegar a superficie a través del pozo.

EL tiempo de inactividad en meses es un parámetro cuantitativo que permite verificar si el pozo cumple la resolución 181495 del ministerio de minas y energía, por lo que el riesgo se clasifica en bajo para tiempo de inactividad

menores a tres meses, medio para menores de 6 meses y alto para tiempos mayores a seis meses.

La locación asegurada es un parámetro que incluye los siguientes criterios y riesgos en función del tipo de pozo:

Pozos inactivos:

➤ Criterios de evaluación:

- Facilidad de acceso. georreferenciación, con encerramiento y contrapozo. El evidenciamiento implicaría un riesgo bajo.
- Inexistencia de al menos un parámetro. El evidenciamiento implicaría un riesgo alto.

Pozos abandonados:

➤ Criterios de evaluación:

- Placa de abandono, georreferenciación, con tapón de superficie y en zonas productoras. El evidenciamiento implicaría un riesgo bajo.
- Georreferenciación, con tapón de superficie. El evidenciamiento implicaría un riesgo medio.
- Ninguno de los anteriores. El evidenciamiento implicaría un riesgo alto.

La presencia de aislamiento en todas las zonas productoras es un parámetro cuantitativo que en base al estado mecánico final se verifica que todas las

zonas productoras se encuentren taponadas, este parámetro se define por medio de una respuesta positiva o negativa.

La cercanía a zonas pobladas y/o de alta consecuencia es un parámetro cuantitativo que tiene en cuenta la distancia a zonas sensibles donde pueda afectar gravemente la presencia de emanaciones, por lo que este parámetro indica un riesgo bajo si las zonas se encuentran ubicadas a más de un radio de 500 metros, medio para radios entre 100 y 500 metros y alto para zonas ubicadas a menos de 100 metros.

Este sistema de evaluación de riegos fue diseñado en colaboración de varios sectores de ECOPEPETROL S.A, utilizando el método de evaluación de pesos donde expertos definían comparando entre parámetros un ponderado con el cual después de darle un valor a cada parámetro se obtiene un resultado del riesgo general del pozo.

Por ultimo en base a la información obtenida se realizará una comparación del estado del pozo con lo que sugiere principalmente, el Plan de manejo ambiental integral de mares de Ecopetrol S.A, la Norsok D-010 y la API E3 teniendo como parámetros principales la comparación del correcto asilamiento zonal dentro del pozo en las zonas más críticas, y el estado de la cabeza de pozo; la norma ISO/DIS 16530-1 no será utilizada debido a que no fue posible obtenerla.

4.1 Evaluación de pozos abandonados. La evaluación de riesgo solo se realizará para los pozos abandonados en nutria 19.

4.1.1 Evaluación de riegos en el pozo Nutria 19. El pozo nutria 19 fue perforado en 1986 y abandonado en el 2013 debido a deslizamientos de tierra que derivaron en problemas mecánicos y baja producción, esta afectación se dio a 146 pies de la superficie. El pozo actualmente cuenta con 6 tapones, uno intermedio, uno de superficie y los otros cuatro aislando las zonas cañoneadas. El pozo se identifica en la zona únicamente con el monumento de abandono que es lo único que hay en superficie. En la figura 12 se puede observar la placa de abandono que tiene escrita la información básica del pozo. Adicionalmente se identificó una vivienda a cercanías del pozo que entra en el rango entre 100 y 500 metros.

Figura 12. Monumento del pozo Nutria 19.



La evaluación de riegos del pozo nutria 19 en base a los parámetros requeridos por el sistema de evaluación de ECOPEPETROL S.A arroja riesgo bajo, en la tabla 16 se observa la información diligenciada en la plantilla para hacer el cálculo del riesgo y observar el resultado.

Tabla 16. Tabla de datos junto con resultado de evaluación de riesgos.

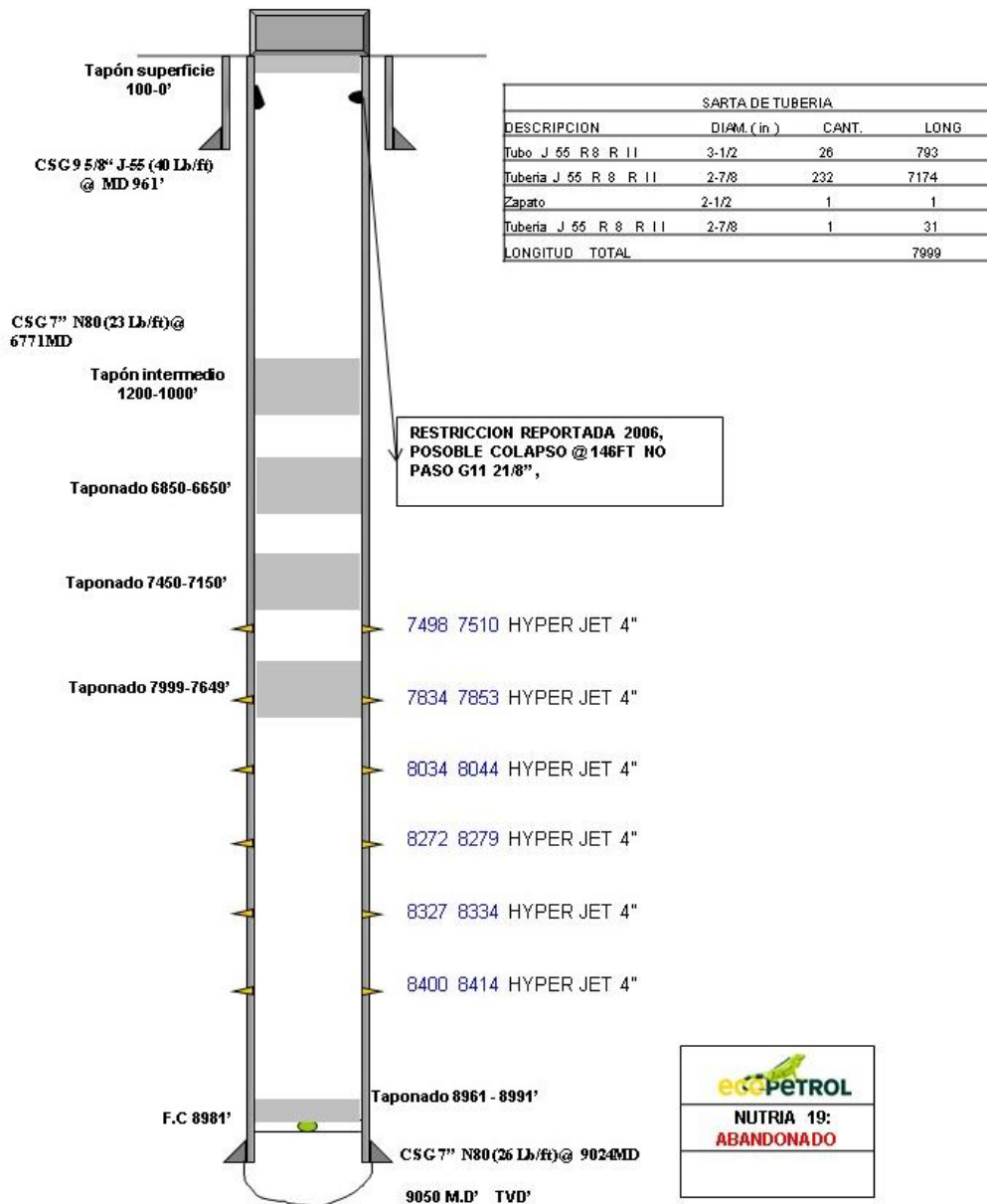
POZO	ESTADO	CAUSA ABANDONO	PRESENCIA DE EMANACIONES	AFECTADO POR FRENTE DE RECOBRO MEJORADO	
Nutria 19	Abandonado	Daño mecánico	No	No	
PRESENTA AISLAMIENTO EN TODAS LAS ZONAS PRODUCTORAS	LOCACIÓN ASEGURADA	CERCANIA A ZONAS POBLADAS (m) y/o ALTA CONSECUENCIA	RIESGO	COMENTARIOS	
No	Bajo	Entre 100 y 500	L	Cercañía a vivienda. Abandonado en 1992 por terreno inestable	

Fuente: Plantilla de sistema de evaluación de riesgos Ecopetrol S.A.

Adicionalmente se cuenta con el estado mecánico del pozo en su estado de abandono como se muestra en la figura 13 donde se observa principalmente las zonas taponadas, zonas cañoneadas y el resto del esquema base del pozo.

De acuerdo con el estado mecánico final existen cinco zonas cañoneadas que se encuentran sin aislar de las cuales cuatro están interconectadas, el tapón que aísla la zona cañoneada de 7834' – 7853' cumple con el mínimo que sugiere la norma API E3 que son 50 pies por encima de la formación y 50 pies por debajo, el mismo tapón aísla las cuatro zonas cañoneadas inferiores cumpliendo con la misma norma en cuanto a grandes intervalos (mínimo 100 pies) aunque la misma norma sugiere que el tapón debe estar ubicado justo sobre el tope de la zona más alta, el tapón está ubicado 35 pies encima de esta; el pozo tiene cuatro taponos encima de la zona cañoneada más alta lo cual brinda una barrera secundaria más efectiva.

Figura 13. Estado mecánico nutria 19



Fuente: Modificado de: información suministrada por ECOPETRO S.A.

El cuestionamiento mayor en el procedimiento se centra en la zona de restricción por posible colapso a 146 pies, pues es de considerarse una zona de interés para ubicar un tapón de cemento y así evitar la posible salida de fluido del pozo hacia la formación, por último, el tapón de superficie cumple con los requisitos de las normas por su longitud.

En superficie el pozo tiene las mejores condiciones puesto que no hay ningún elemento más que la placa, se retiraron todas las facilidades, tuberías, redes, etc. Quedando el pozo en medio de cobertura vegetal sin presencia de emanaciones.

El pozo presenta aparentemente un riesgo bajo de presentar problemas ambientales tanto en superficie como subsuelo, aunque la condición del colapso cerca de superficie represente un riesgo adicional.

4.2 Evaluación de pozos inactivos. La evaluación de riesgo solo se realizará para los pozos inactivos nutria 5 y nutria 21.

4.2.1 Evaluación de riegos en el pozo Nutria 5. El pozo nutria 5 fue perforado en 1983 y vuelto inactivo en el 1998 debido a deslizamientos de tierra que derivaron en problemas mecánicos, esta afectación se dio a 26 pies de la superficie. El pozo actualmente cuenta con 16 zonas cañoneadas sin ningún aislamiento. El pozo se identifica en la zona únicamente con su cabezal que sobresale del suelo que es lo único que hay en superficie. En la figura 14 se puede observar el cabezal del pozo. Adicionalmente se identificó a una distancia mayor a 500 m una fuente de agua.

Figura 14. Cabezal del pozo nutria 5



Fuente: Fotografía suministrada por ECOPETROL S.A.

La evaluación de riesgos del pozo Nutria 5 en base a los parámetros requeridos por el sistema de evaluación de ECOPEPETROL S.A arroja riesgo bajo, en la tabla 17 se observa la información diligenciada en la plantilla para hacer el cálculo del riesgo y observar el resultado.

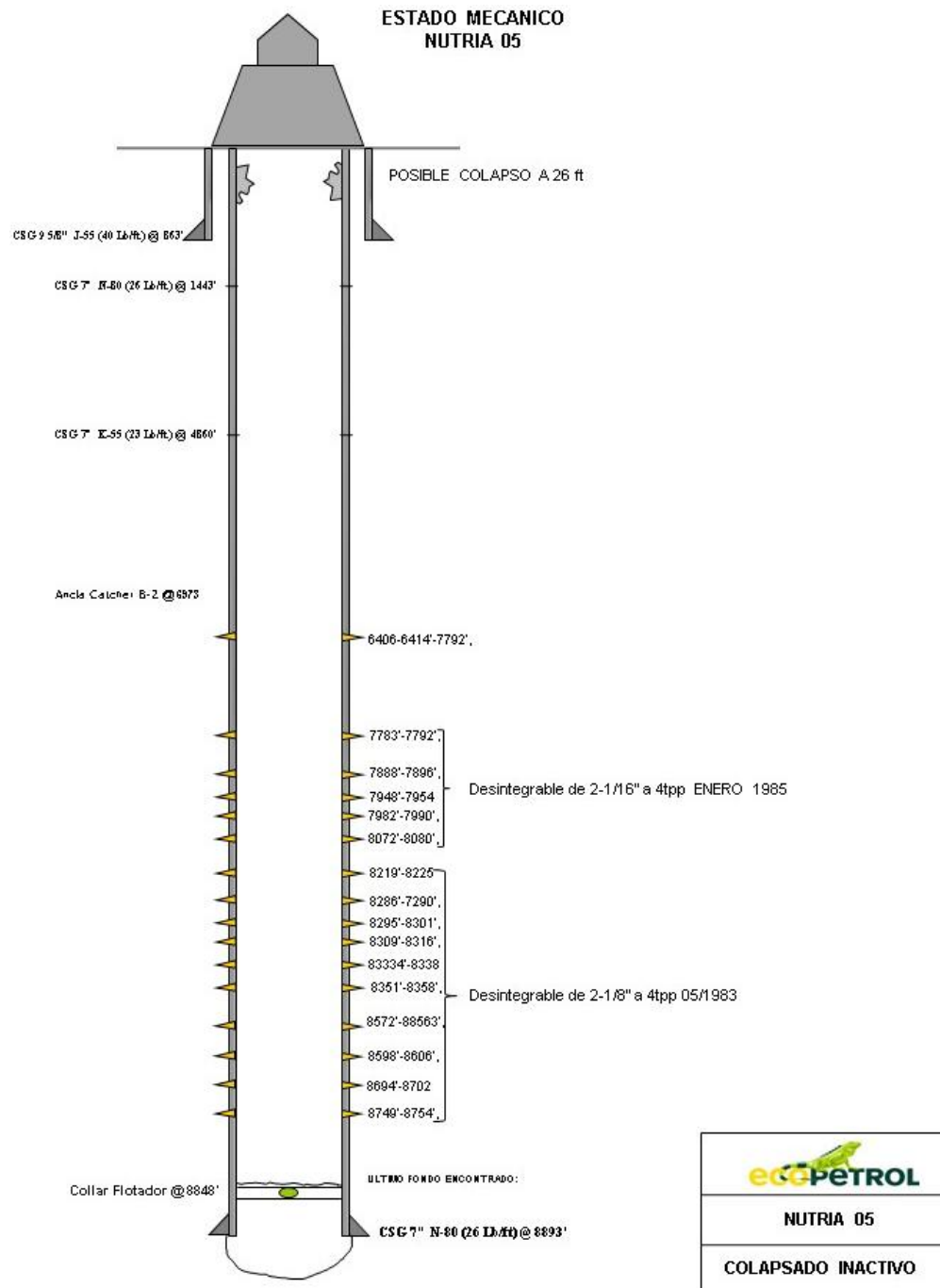
Tabla 17 Tabla de datos junto con resultado de evaluación de riesgos.

POZO	ESTADO	CAUSA ABANDONO	PRESENCIA DE EMANACIONES	AFECTADO POR FRENTE DE RECOBRO MEJORADO	
NUTRIA 5	INACTIVO	DAÑO MECANICO	NO	NO	
VALVULAS DE CONTROL EN CABEZA DE POZO	TIEMPO DE INACTIVIDAD EN MESES	LOCACIÓN ASEGURADA	CERCANIA A ZONAS POBLADAS (m) y/o ALTA CONSECUENCIA	RIESGO	COMENTARIOS
SI	219	2	Mayor de 500	L	Cercanía a fuente de agua

Fuente: Plantilla de sistema de evaluación de riesgos Ecopetrol S.A.

Adicionalmente se cuenta con el estado mecánico del pozo en su estado de inactividad como se muestra en la figura 15 donde se observa principalmente las zonas cañoneadas y el resto del esquema base del pozo.

Figura 15. Estado mecánico nutria 5



Fuente: Modificado de: información suministrada por ECOPEYRO S.A

De acuerdo con el estado mecánico el pozo, cuenta con el cabezal como su principal barrera, luego sigue el revestimiento que comprende la zonas no

cañoneadas o dañadas, partiendo de los requisitos de la norma API E3 puede decirse que tiene 2 o más niveles de protección lo cual le asignaría un nivel moderado o bajo, puesto que ninguna zona cañoneada se encuentra aislada, además debido a movimientos de tierra se puede presentar o haber presentado el posible colapso a 26 pies de la superficie, lo que puede representar un riesgo considerable si el pozo se ve inmerso a migración de fluidos.

En la superficie el único elemento que permanece a la vista es el cabezal con sus válvulas selladas y con el contrapozo posiblemente taponado, otro riesgo adicional es su tiempo de inactividad puesto que supera el límite de los 6 meses que impone la resolución 181495 del 2009.

4.2.2 Evaluación de riesgos en el pozo Nutria 21. El pozo nutria 21 fue perforado en 1987 y vuelto inactivo en el 1996 debido a deslizamientos de tierra que derivaron en problemas mecánicos, esta afectación se dio a 160 pies de la superficie. El pozo actualmente cuenta con 19 zonas cañoneadas y 3 tapones cemento. El pozo se identifica en la zona únicamente la brida que sobresale del suelo y el contrapozo, adicionalmente el pozo se encuentra cerca de una fuente de agua. En la figura 16 se puede observar el estado del pozo en superficie.

La evaluación de riesgos del pozo nutria 21 en base a los parámetros requeridos por el sistema de evaluación de ECOPETROL S.A arroja riesgo medio, en la tabla 18 se observa la información diligenciada en la plantilla para hacer el cálculo del riesgo y observar el resultado.

Adicionalmente se cuenta con el estado mecánico del pozo en su estado de inactividad como se muestra en la figura 17 donde se observa principalmente las zonas cañoneadas y el resto del esquema base del pozo.

Figura 16. Estado del pozo nutria 21 en superficie.



Fuente: Fotografía suministrada por ECOPETROL S.A.

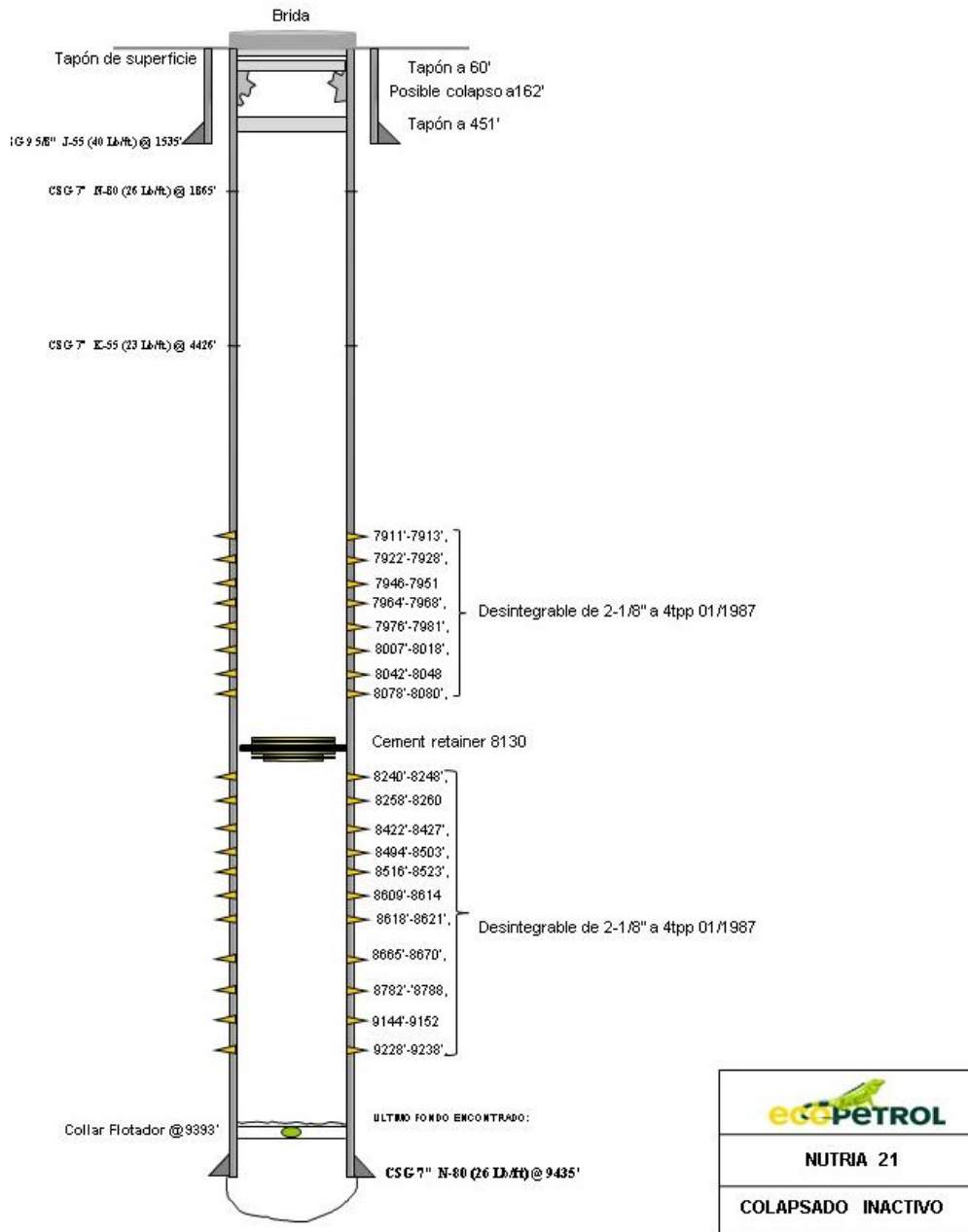
En base al estado mecánico del pozo se puede diferir que existe baja integridad en el subsuelo ya que ninguna zona cañoneada se encuentra aislada, aunque la zona con posible colapso se encuentra aislada entre dos tapones, lo que brinda una barrera que impide que fluidos provenientes del fondo del pozo puedan llegar a la zona de colapso o superficie.

Tabla 18. Tabla de datos junto con resultado de evaluación de riegos.

POZO	ESTADO	CAUSA ABANDONO	PRESENCIA DE EMANACIONES	AFECTADO POR FRENTE DE RECOBRO MEJORADO	
NUTRIA 21	Inactivo	Daño mecánico	NO	NO	
VALVULAS DE CONTROL EN CABEZA DE POZO	TIEMPO DE INACTIVIDAD EN MESES	LOCACIÓN ASEGURADA	CERCANIA A ZONAS POBLADAS (m) y/o ALTA CONSECUENCIA	RIESGO	COMENTARIOS
NO	241	2	Entre 0 y 100	M	Cercanía a fuente de agua. Abandonado en 1998.

Fuente: Plantilla de sistema de evaluación de riesgos Ecopetrol S.A

Figura 17. Estado mecánico Nutria 21.



Fuente: Modificado de: información suministrada por ECOPETRO S.A

En la superficie la única barrera que es el tapón de superficie, pues solo se observa una brida por la cual se puede observar el agujero que conecta al pozo

y el contrapozo se encuentra cubierto de tierra y algo de vegetación además la locación aún no se ha adecuado con alguna barrera de seguridad alrededor del pozo, otro factor que aumenta el riesgo es la cercanía a una fuente de agua a menos de 100 metros.

En modo general el pozo tiene un riesgo intermedio debido principalmente a la falta de aislamiento de las zonas cañoneadas y la falta de aseguramiento en superficie.

5. CONCLUSIONES

- Campo nutria es un campo maduro que debido principalmente a problemas geotécnicos de inestabilidad del terreno que están asociados a movimientos y deslizamientos de cuerpos de tierra, además de la baja producción tiene un alto porcentaje de pozos sin actividad de los cuales 13 pozos se encuentran inactivos y 7 abandonados.
- Las normas internacionales relacionadas con la integridad de pozos abandonados y/o inactivos ofrecen procedimientos que aseguran un bajo riesgos de presentar impactos ambientales sobre zonas críticas como acuíferos de agua dulce definiendo las barreras de seguridad según su importancia y metodologías de planeación, ejecución, desarrollo, monitoreo y verificación de estas, así como métodos de ejecución de prácticas de abandono y/o inactividad para los pozos.
- El sistema de evaluación de riesgos utilizado por ECOPETROL S.A. es una herramienta útil para una visualización general de riesgos principalmente por inspección visual y consultas no muy extensas por lo que lo hace una herramienta muy versátil.
- Con exhaustivo seguimiento y evaluación del estado de los pozos se podría prevenir futuros accidentes que puedan perjudicar al ambiente, la comunidad, los activos y la imagen de las empresas que operan los campos.
- Con la realización de la revisión de metodologías se determinó la importancia de visualizar el estado del pozo en el subsuelo, principalmente en el aseguramiento con tapones de zonas críticas y estado del revestimiento, en base a la información del estado mecánico actual del pozo.

- La realización de un aseguramiento exitoso consiste en tener en cuenta la historia del pozo, así como su condición actual, para luego con la información adquirida junto con las mejores prácticas de abandono como las sugeridas por los estándares internacionales, planificar, ejecutar y verificar el aseguramiento.
- La legislación colombiana dentro de sus regulaciones, define los requerimientos básicos de un aseguramiento de pozos inactivos y/o abandonados como el taponamiento y tiempo de inactividad, dejando en consideración de la empresa algunos parámetros de ejecución.

6. RECOMENDACIONES

- Debido al enfoque de la evaluación de riesgos en subsuelo del sistema de evaluación utilizado por ECOPETROL S.A., se recomienda adicionar parámetros más específicos en cuanto a taponamiento y estado de revestimiento, se recomienda por ejemplo relacionar la configuración particular de un pozo con los requisitos que estipulan las normas internacionales como la Norsok y API, las cuales sugieren ciertos parámetros como longitud de tapón y ubicación para diferentes tipos de zonas críticas dentro del pozo.
- Se recomienda establecer parámetros más específicos de abandono en las normativas señaladas por los organismos gubernamentales, sugiriendo el asesoramiento por parte de otros gobiernos con casos similares o en el uso de normas internacionales.
- Se recomienda establecer sistemas de monitoreo periódicos para pozos abandonados principalmente de carácter visual para establecer presencia de emanaciones o alguna anomalía adicional, se sugiere que disminuya su frecuencia del monitoreo con el paso del tiempo.

BIBLIOGRAFIA

ACEBEDO, Jhon y TORRES, Ricardo. Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para el abandono de pozos, aplicación campo colorado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008.

API Bulletin E3. Environmental guidance document: Well abandonment and inactive Well practices for U.S. exploration and production operations, First edition. API, enero 1993.

API RP 51R. Environmental protection for onshore oil and gas production operations and leases, First edition. API, julio 2009.

CASTELLANOS David y LUDWING López. Metodología de gestión de integridad de pozos inactivos y abandonados, proyecto: integridad de activos de la VPR. Ecopetrol S.A. ICP-VPR. 2010.

COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 180742 de 2012. Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Disponible en: www.redjurista.com/Documents/r_mme_180742_.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución No. 1641 (7, Septiembre, 2007). Por la cual se revocan las Resoluciones 0703 del 30 de julio de 1998, 0879 del 11 de Septiembre de 1998 y 075 del 26 de enero de 2004; se acum.

FLÓREZ, Jennifer y HERNANDEZ, Oscar. Metodología para el diagnóstico del estado de tuberías de revestimiento y cementación en la determinación de la viabilidad de un proceso de recañoneo de alta penetración en campo escuela colorado. Universidad Industrial de santander. Bucaramanga, 2014.

GARCÍA Carmen y MARTÍNEZ Miguel. Solución de gestión y control de la integridad de pozos. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid, España, 2015.

GUERRERO, Juan. Opciones de taponamiento para abandono de pozos petroleros. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. Ciudad Universitaria, 2014.

ISO/DIS 16530-1. Petroleum and natural gas industries – Well integrity – Part1: Life cycle governance. Enero 2015.

MONTT, Manuel y CÁRDENAS Fredy. Justificación de la perforación de 2 pozos inyectores año 2010 campo nutria. Ecopetrol S.A GRM, GTD y SYA. Enero, 2010.

MONTT, Manuel; CÁRDENAS, Fredy. Justificación de la perforación de 5 pozos año 2010 campo nutria. Noviembre de 2009.

MORENO, Gelber y BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

NORSOK STANDARD D-010. Well integrity in drilling and well operations. Noruega. Rev.4, Junio 2013.

PAEZ C., William A.; CARDENAS, Fredy y GONZALEZ, Ricardo. Campo Nutria: Perforación adicional como estrategia de aceleramiento de recobro. Artículo Técnico. Derechos de Autor 2011.

WILCHES, Alfonso. Caracterización de riesgos operacionales en abandono de pozos y facilidades. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2014.