

**IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL MANEJO DE LA
INTEGRIDAD DE POZOS PRODUCTORES DE LAS ÁREAS LISAMA Y
LLANITO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES, DE LA
GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S. A.**

**LESLY VIVIANA GONZÁLEZ PARDO
IVAN ALFONSO ROMERO AMOROCHO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL MANEJO DE LA
INTEGRIDAD DE POZOS PRODUCTORES DE LAS ÁREAS LISAMA Y
LLANITO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES, DE LA
GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S. A.**

**LESLY VIVIANA GONZÁLEZ PARDO
IVAN ALFONSO ROMERO AMOROCHO**

**Trabajo de grado como requisito para optar por el título de
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director
ING. FERNANDO CALVETE GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

*A Dios por permitirme alcanzar este nuevo logro.
A Mi Mamita que, desde el Cielo,
me da su bendición permanente.
A mi Padre, que siempre me ha inculcado
la importancia del estudio.
Gracias.*

Lesly Viviana González Pardo

*A Dios, por ser mi creador, amparo y fortaleza, cuando más lo
necesito, y por hacer palpable su amor a través de cada uno de
los que me rodean.
A mi esposa, hijos, padres, hermanos y amigos, que sin esperar
nada a cambio, han sido pilares en mi vida,
y así, forman parte de este logro*

Iván Alfonso Romero Amorocho

AGRADECIMIENTOS

Los Autores expresan sus más sinceros agradecimientos:

A Ecopetrol-SOM por habernos permitido llevar a cabo este proyecto y por la información suministrada para su desarrollo.

Al Ingeniero Fernando Calvete González, por su tiempo y colaboración con este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por admitirnos en sus aulas para formarnos como Especialistas.

A nuestra Familia y Amigos, que nos fortalecieron y alentaron para culminar con éxito la realización de esta Monografía.

CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	17
1. REVISION BIBLIOGRAFICA SOBRE GESTION DE INTEGRIDAD DE POZOS	18
1.1 MANUAL DEL MODELO DE GESTION DE INTEGRIDAD DE ACTIVOS ESTATICOS - GIAE	18
1.1.1 Levantamiento, revisión e integración de datos.	19
1.1.2 Susceptibilidad por amenazas.	20
1.1.3 Evaluación inicial del riesgo.	20
1.1.3.1 Tipo de Levantamiento.	22
1.1.3.2 Cercanías a zonas pobladas y/o de alta consecuencia.	22
1.1.3.3 Agresividad del Fluido.	23
1.1.3.4 Pérdida promedio por diferida (PPPD).	25
1.1.3.5 Número de eventos por año.	26
1.1.4 Valoración de riesgo de ocurrencia de falla.	27
1.1.4.1 Valoración de la probabilidad de ocurrencia de falla.	27
1.1.4.2 Valoración de la consecuencia.	30
1.1.5 Definición de los planes de acción (Mitigación del riesgo).	30
2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO Y LISAMA	32
2.1 CAMPO LLANITO	32
2.1.2 Reseña histórica.	33
2.1.3 Características del yacimiento.	35
2.1.4 Características de los fluidos.	35
2.1.5 Historia de producción de los campos.	36
2.2 CAMPO LISAMA	38

2.2.1 Ubicación geográfica.	38
2.2.2 Reseña histórica.	39
2.2.3 Características del yacimiento.	41
2.2.4 Características de los fluidos.	41
2.2.5 Historia de producción de los campos.	42
3. VALORACIÓN INICIAL DEL RIESGO	44
3.1 CAMPO LLANITO	44
3.2 CAMPO LISAMA	50
4. VALORACION DE RIESGO DE OCURRENCIA DE FALLAS	56
4.1 PROBABILIDAD	56
4.2 CONSECUENCIA	56
4.3 CÁLCULO DEL RIESGO	57
4.4 RESULTADOS ÁREA LLANITO	58
4.5 RESULTADOS ÁREA LISAMA	62
5. DEFINICION Y EJECUCION DE LOS PLANES DE ACCION	65
5.1 DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y SELECCIÓN DE MATERIALES	66
5.2 PRUEBAS INÍCIALES Y VERIFICACIÓN	66
5.3 CONDICIONES DEL MEDIO	67
5.4 INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO	67
5.5 CONDICIONES OPERACIONALES	68
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
BIBLIOGRAFÍA	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Modelo de Gestión de Integridad de Activos	19
Figura 2. Esquema de Evaluación Inicial del Riesgo	21
Figura 3. Clasificación de la agresividad del fluido	24
Figura 4. Intervalos de cualificación para la evaluación del riesgo en función a la PPPD	25
Figura 5. Esquema de Valoración de la probabilidad de ocurrencia de falla	27
Figura 6. Barreras de contención	29
Figura 7. Ubicación Activo Llanito	33
Figura 8. Características de un yacimiento tipo Black Oil	36
Figura 9. Comportamiento de la producción de los campos Llanito, Gala y Galán	37
Figura 10. Ubicación Activo Lisama	38
Figura 11. Comportamiento de la producción de los campos del activo Lisama	43
Figura 12. Nivel de riesgo de fallas campo Llanito	61
Figura 13. Distribución del nivel de riesgo de ocurrencia de fallas campo Llanito	62
Figura 14. Distribución del nivel de riesgo de ocurrencia de fallas en los pozos del campo Lisama	63
Figura 15. Distribución porcentual del nivel de riesgo de las fallas en los pozos críticos del área Lisama	64

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Clasificación del riesgo en función al tipo de levantamiento	22
Tabla 2. Clasificación del riesgo en función de la zona de afectación	23
Tabla 3. Clasificación del riesgo del pozo en función a la agresividad del fluido	23
Tabla 4. Clasificación del riesgo en función a la PPPD	25
Tabla 5. Clasificación del riesgo en función al número de eventos por año	26
Tabla 6. Valoración de la consecuencia	30
Tabla 7. Características del yacimiento de los campos Llanito, Gala y Galán	35
Tabla 8. Propiedades de los fluidos del yacimiento, Activo Llanito	36
Tabla 9. Características del yacimiento de los campos del área Lisama	42
Tabla 10. Propiedades de los fluidos del yacimiento Activo Lisama	42
Tabla 11. Estado actual y número de pozos, Campo Llanito	44
Tabla 12. Distribución pozos Campo Llanito	45
Tabla 13. Cercanía a zonas pobladas pozos Campo Llanito	45
Tabla 14. Distribución por agresividad del fluido pozos Campo Llanito	46
Tabla 15. Distribución riesgo en función de la producción diferida pozos Campo Llanito	47
Tabla 16. Distribución riesgo en función del número de eventos pozos Campo Llanito	47
Tabla 17. Evaluación inicial del riesgo pozos Campo Llanito	48
Tabla 18. Distribución del riesgo preliminar Campo Llanito	49
Tabla 19. Estado actual y número de pozos, Campo Lisama	50
Tabla 20. Distribución pozos Campo Lisama	50
Tabla 21. Cercanía a zonas pobladas pozos Campo Lisama	51
Tabla 22. Distribución por agresividad del fluido pozos Campo Lisama	51
Tabla 23. Distribución riesgo en función del número de eventos pozos Campo Lisama	52

Tabla 24. Distribución del riesgo preliminar Campo Lisama	53
Tabla 25. Evaluación inicial del riesgo pozos Campo Lisama	54
Tabla 26. Evaluación probabilidad, barrera: tubería de producción	58
Tabla 27. Valoración ocurrencia de falla pozo Llanito 18	60
Tabla 28. Distribución del nivel de riesgo de las fallas en el Campo Llanito	61
Tabla 29. Distribución del nivel de riesgo de las fallas en el Campo Lisama	63

GLOSARIO

3 (TRES) QUÉ: Metodología de análisis de riesgos para identificar los peligros, las causas de su liberación y los controles requeridos para poder realizar una actividad con un nivel de riesgo.

ACCIDENTE: incidente con consecuencias reales.

ATS: metodología para el análisis de trabajo seguro, que permite identificar los peligros de cada paso de la actividad y establecer los controles necesarios.

CASI-ACCIDENTE: incidente sin consecuencias reales.

CLIENTE: organización o persona que compra un producto o servicio de ECOPETROL S.A.

CONSECUENCIA: evento o cadena de eventos con efectos reales o hipotéticos, inmediatos o no, sobre las personas, la economía, el ambiente y la imagen, que puede producirse a raíz de la liberación de un peligro y dentro de una situación hipotética creíble.

DRI: abreviatura de Dirección de Responsabilidad Integral.

EPP: abreviatura de Elemento o Elementos de Protección Personal.

FRECUENCIA: número de sucesos o eventos que ocurren en un determinado periodo de tiempo y en una localización determinada

HSE: *Occupational Health, Industrial Safety and Environment* - abreviatura de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Ambiente.

H: del inglés *High*, léase Alto

HCA: del inglés *High Consequence Area*, zona de alta consecuencia.

ICP: abreviatura del Instituto Colombiano del Petróleo.

INCIDENTE: evento o cadena de eventos no planeados, no deseados y previsibles que generaron (accidente) o que, bajo circunstancias ligeramente diferentes, pudieron haber generado (casi-accidente): lesiones, enfermedades o muerte a las personas, daño a los bienes, al medio ambiente, a la imagen de la Empresa y/o a la satisfacción del cliente. Se presenta por la coincidencia en el tiempo y en el espacio de varias fallas de control.

L: del inglés *Low*, léase Bajo

M: del inglés *Medium*, léase Medio

N: del inglés *None*, léase Ninguno

PELIGRO: fuente o situación con potencial de producir daño en términos de lesión o enfermedad, daño a la propiedad, daño al ambiente dentro o fuera del trabajo, o una combinación de éstos.

PPPD: abreviatura de Pérdida Promedio Por Diferida

PROBABILIDAD: se expresa comúnmente como la función inversa de la frecuencia. La probabilidad es una función matemática que varía entre cero (0) como la no ocurrencia del evento y uno (1) como la ocurrencia real de un evento.

RAM (*Risk Assessment Matrix*): matriz de evaluación de riesgos. Herramienta para la evaluación de los riesgos y para su clasificación.

RIESGO: Es el producto de combinar la probabilidad de que un evento específico indeseado ocurra, con la gravedad o severidad de las consecuencias del mismo.

SAS: abreviatura de Sistema de Aislamiento Seguro de Plantas y Equipos.

VH: del inglés *Very High*, leáse Muy Alto

RESUMEN

TITULO: IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DE POZOS PRODUCTORES DE LAS AREAS LISAMA Y LLANITO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES, DE LA GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S. A.¹

AUTORES: GONZALEZ PARDO Lesly Viviana
ROMERO AMOROCHO Iván Alfonso²

PALABRAS CLAVES: Integridad de pozos, equipo estático, metodología, riesgo, Campo Llanito, Campo Lisama.

Este trabajo proporciona una evaluación de los riesgos, que afectan la integridad de los pozos productores de los Campos Llanito y Lisama, para así definir o proponer las soluciones orientadas a reducir tales riesgos de descargas no controladas de fluidos del yacimiento a lo largo de la vida del pozo. Si bien, la metodología solo es aplicada a los pozos productores, su implementación podrá extenderse a la totalidad de los pozos inactivos y abandonados existentes en estos Campos.

Para desarrollar este trabajo se aplicó un modelo estructurado para la valoración del riesgo que comprendió dos etapas básicas; la primera, priorizar los pozos en producción en función de cinco variables: el tipo de levantamiento, la agresividad del fluido de producción, el número de eventos del pozo, la producción diferida y su ubicación en zonas de alta consecuencia; en la segunda etapa, se determinó la probabilidad de ocurrencia de falla en las diferentes barreras de contención de cada uno de los pozos definidos como críticos en la etapa previa de priorización. Finalmente, se proponen las actividades o acciones que mitigarán los riesgos inherentes a la operación de los pozos.

La implementación de esta metodología resulta ser de gran interés y aplicabilidad en los Campos ya que su desarrollo está encaminado a asegurar la integridad de los componentes del pozo que actúan como barreras de contención durante su vida productiva e identificar el nivel de riesgo de cada uno de los pozos, lo que permitirá obtener beneficios operativos y económicos gracias a la prevención de trabajos de mantenimiento no programados y pérdidas por producción diferida logrando así metas operacionales en cuanto a reducción de costos y mejoramiento de la confiabilidad y disponibilidad, cumpliendo con las regulaciones ambientales y de seguridad industrial.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Director Ing. Fernando Enrique Calvete González

ABSTRACT

TITLE: IMPLEMENTATION OF THE METHODOLOGY FOR THE MANAGEMENT OF INTEGRITY OF OIL PRODUCING WELLS IN LISAMA AND LLANITO AREAS, IN THE MARES OPERATIONS SUPERINTENDENCE OF MIDDLE MAGDALENA REGIONAL MANAGEMENT, ECOPETROL S.A.³

AUTHORS: GONZALEZ PARDO Lesly Viviana
ROMERO AMOROCHO Iván Alfonso⁴

KEYWORDS: Oil Well Integrity, static equipment, methodology, risk, Llanito Oil Field, Lisama Oil Field.

This work provides an evaluation of the risks that affects the oil producing well's integrity of Llanito and Lisama oil fields, so then to define or to propose solutions that are oriented to reduce such risks from uncontrolled discharges of oil reservoir's fluids throughout the well's life. Although the methodology is only applied to the oil producing wells, its implementation could be extended to the total amount of inactive and abandoned wells that exists in these oil fields.

To develop this work, a structured model was applied for the risk valuation that involved two basic stages; the first, to prioritize the producing wells as a function of five variables: lifting system, produced fluid aggressiveness, number of well events, lost or delayed production and its location en high consequence zones; in the second stage it was determined the probability of failures occurrence on the different contingency barriers of each and every one of the wells defined as critical in the previous stage of prioritization. Finally, activities or actions are proposed to mitigate the well's operation inherent risks.

The implementation of this methodology turns out to be of great interest and applicability in the oil fields, because its development is aimed to ensure the integrity of the well's components that act as contingency barriers during its productive life, and to identify the risk level of each well which will allow obtaining operational and economical benefits due to the prevention of unscheduled maintenance works and lost or delayed production, achieving operational goals in cost reduction and reliability and availability improvement, meeting environmental and industrial safety regulations.

³ Degree Project

⁴ Physicochemical Engineering Faculty, Hydrocarbons Production Specialization, Director Ing. Fernando Enrique Calvete González

INTRODUCCIÓN

Los campos Lisama y Llanito se caracterizan por ser activos maduros en los cuales la extracción de petróleo es una actividad de alto riesgo, tanto operativo como ambiental. En los diferentes pozos de estos campos, se tiene una infraestructura instalada que debe operarse correctamente bajo condiciones seguras y sin riesgo de fallas catastróficas para prevenir impactos negativos a las personas, al medio ambiente o la pérdida de los activos físicos. Se ha identificado que a los pozos productores de los campos Lisama y Llanito no se les aplica un plan de monitoreo riguroso que permita definir y controlar el grado de riesgo de descargas no controladas hacia el medio ambiente. Por tal razón y debido a la existencia de una metodología desarrollada por el Instituto Colombiano del Petróleo – ICP para la Integridad de Activos Estáticos y con la información de los campos productores, puede ser evaluado tal riesgo y así plantear medidas de control que permitan aumentar la confiabilidad aplicada a la infraestructura de subsuelo y facilidades de superficie del pozo.

Luego de revisar la bibliografía referente a integridad de pozos, la cual se detalla en el capítulo 1, se revisó la información referente a los pozos productores de los campos Lisama y Llanito (que se describe en el capítulo 2) para realizar la evaluación inicial del riesgo, que se define en el capítulo 3, la cual proporciona los pozos con más alto riesgo a los que se evaluó la probabilidad de ocurrencia de falla (en el capítulo 4) para, finalmente en el capítulo 5, describir los planes de acción y/o mitigación del riesgo aplicables a estos pozos.

La implementación de esta metodología permitirá priorizar las acciones tendientes a reducir los riesgos asociados a las operaciones normales de los activos.

1. REVISION BIBLIOGRAFICA SOBRE GESTION DE INTEGRIDAD DE POZOS

La Integridad de Pozos se define como la aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales orientadas a reducir el riesgo de descargas no controladas de fluidos de reservorio a lo largo de la vida del pozo⁵. Es por esto que la extracción de petróleo es una de las tareas de alto riesgo no sólo para el personal que realiza los trabajos desde la superficie, sino para el medio ambiente donde se realiza su explotación. Por lo tanto, se debe propender por establecer los parámetros que afectan la integridad de los pozos y definir las soluciones orientadas a reducir el riesgo de descargas no controladas de fluidos.

Se realizó una revisión de los diferentes manuales y/o documentos referentes a la gestión de integridad de activos con el objetivo de verificar su aplicación al presente trabajo.

1.1 MANUAL DEL MODELO DE GESTION DE INTEGRIDAD DE ACTIVOS ESTATICOS - GIAE⁶

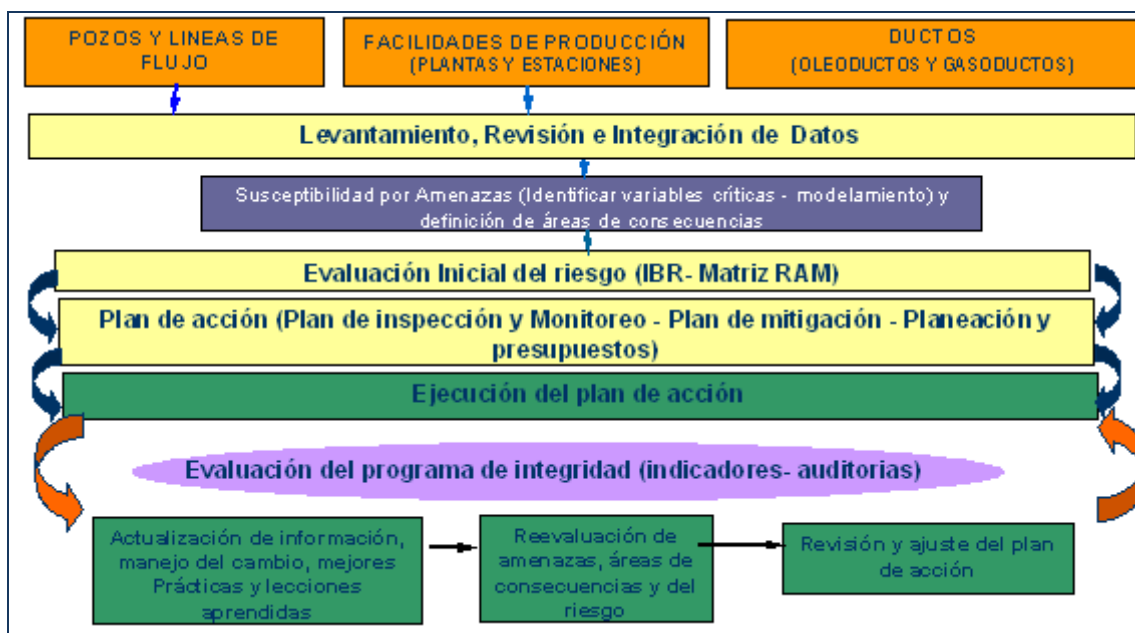
Desde el año 2007, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) desarrolló para la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol S.A. el Manual del Modelo de Gestión de Integridad de Activos Estáticos – GIAE de la Vicepresidencia de Producción (VPR), enmarcado dentro del Sistema de Gestión de Calidad, en el cual se indican los aspectos tendientes a evaluar y controlar los riesgos presentes en los activos estáticos.

⁵ NORSOK. Well integrity in drilling and well operations. Standard D-10. Noruega: 2004. 162 p.

⁶ ECOPETROL. ECP-VPR-M-001 Manual del Modelo de Gestión de Integridad de Activos Estáticos – GIAE de la VPR. 2007

Los elementos y/o componentes clave que describen el proceso de Gestión de Integridad de Activos se presentan a continuación en la Figura 1:

Figura 1. Modelo de Gestión de Integridad de Activos



Fuente. ECOPEPETROL. Manual del Modelo de Integridad de Activos Estáticos de la VPR

A continuación se detallan las actividades que hacen parte del modelo de gestión:

1.1.1 Levantamiento, revisión e integración de datos. En esta etapa se realiza la recolección inicial, revisión, registro, tabulación e integración de la información disponible relacionada con: datos de diseño y construcción, perfiles de diseño y operación, tipo de levantamiento, estados mecánicos, datos de operación actualizados (temperatura, presiones, caudal, volumen, etc.), caracterización de los fluidos (% de agua, contenido de CO₂ y H₂S) y el ambiente externo que rodea los activos, histórico de anomalías o fallas operacionales, entre otros aspectos que permiten establecer como mínimo los parámetros requeridos para determinar las consecuencias socio-económicas-ambientales de cada pozo, los potenciales de falla, la probabilidad de ocurrencia y por tanto la definición del riesgo, la

priorización de acciones y el establecimiento de los programas de mitigación del riesgo.

Con la información de las bases de datos y de campo se recolectan los datos necesarios para el proceso de administración y/o gerenciamiento de integridad de activos estáticos. Los datos requeridos dependen de los tipos de defectos y modos de falla anticipados, aunque es importante tener en cuenta aquellos que por la naturaleza del sistema podrían presentarse a pesar de que no se hayan experimentado anteriormente.

1.1.2 Susceptibilidad por amenazas. La evaluación de la susceptibilidad de amenazas hace relación a la identificación de las características específicas de los equipos y los ambientes a los que están expuestos tanto interna como externamente, los cuales de una u otra forma pueden llegar a definir la probabilidad de ocurrencia de fallas. Básicamente se busca identificar características tales como: ubicación de los pozos en zonas de alta consecuencia (HCA's), agresividad de los fluidos contenidos dentro de los pozos, condiciones de movilidad de los fluidos (patrón de flujo), condiciones operacionales de los activos y valores teóricos y/o experimentales de velocidad de corrosión interna, en función de la susceptibilidad a amenazas por corrosión interna. Para el análisis de la susceptibilidad a amenazas, en diversas ocasiones puede ser útil la utilización de modeladores de las condiciones a las que están expuestos los equipos con miras a determinar, de forma teórica, las características anteriormente mencionadas. Para esto, se requiere del conocimiento de la información relacionada principalmente con caracterización de los fluidos y condiciones operacionales de los pozos.

1.1.3 Evaluación inicial del riesgo. En esta etapa, los datos reunidos de la recolección de la información son usados para desarrollar una evaluación de

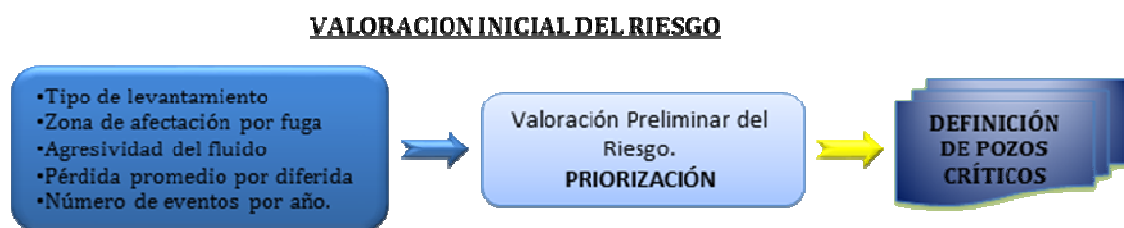
riesgos del sistema. La evaluación de riesgo inicia con una búsqueda sistemática y comprensiva de posibles amenazas a la integridad de la instalación.

La evaluación inicial del riesgo tiene como objetivo determinar la línea base de riesgo de cada uno de los pozos, a fin de orientar los esfuerzos del programa de integridad de los mismos, que representen un riesgo alto después de realizar un análisis semi-cuantitativo de las variables que influyen de forma directa la integridad del activo y su nivel de riesgo.

Estas variables se encuentran contempladas dentro de las siguientes cinco parámetros fundamentales los cuales abarcan de forma general los criterios de la matriz RAM de ECOPETROL y se encuentran esquemáticos en la Figura 2:

- ✓ Tipo de levantamiento
- ✓ Zona de afectación en caso de fuga (cercanía a zonas pobladas)
- ✓ Corrosividad del fluido (agresividad del fluido)
- ✓ Pérdida promedio por diferida
- ✓ Números de eventos por año

Figura 2. Esquema de Evaluación Inicial del Riesgo



Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

Cada uno de los parámetros anteriormente listados tienen su porcentaje de relevancia o ponderación en el resultado final de la evaluación del riesgo, a continuación se describen cada uno de ellos:

1.1.3.1 Tipo de Levantamiento. Este criterio de evaluación depende del tipo de levantamiento artificial que posea el pozo, donde el bombeo mecánico (BM), bombeo de cavidades progresivas (BCP) y bombeo hidráulico, son los que tienen una mayor susceptibilidad de falla, seguido por el bombeo electrosumergible (BES) y Gas Lift (GL) y por último el flujo natural (FN), en razón a la naturaleza misma y complejidad del sistema asociadas a su frecuencia de intervención; de esta forma se puede clasificar el riesgo de falla en alto, medio y bajo respectivamente. En la Tabla 1 se describe de forma general la valoración de este parámetro.

Tabla 1. Clasificación del riesgo en función al tipo de levantamiento

TIPO DE LEVANTAMIENTO	RIESGO
Bombeo Mecánico, Bombeo de Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico	ALTO
Bombeo Electrosumergible, Gas Lift	MEDIO
Flujo Natural	BAJO

Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

Se debe tener especial atención en pozos con alta producción de gas, dado su alto nivel de riesgo en función a la consecuencia inherente a la ocurrencia de una falla, por lo cual el nivel de riesgo en este tipo de pozo es alto independiente del tipo de levantamiento.

1.1.3.2 Cercanías a zonas pobladas y/o de alta consecuencia. La zona de afectación por cercanía a zonas pobladas de los pozos varía en función de la presión máxima esperada en la cabeza de pozo y el contenido de hidrocarburo. Se definen los criterios para la calificación del riesgo a partir de la distancia en que se encuentran a las zonas pobladas y/o de alta consecuencia de la cabeza del pozo así:

Tabla 2. Clasificación del riesgo en función de la zona de afectación

RADIO DE AFECTACIÓN	RIESGO
Zonas pobladas y/o de alta consecuencia por debajo de un radio de 100 metros	ALTO
Zonas pobladas y/o de alta consecuencia en un rango entre 100 y 500 metros	MEDIO
Zonas pobladas y/o de alta consecuencia en un radio superior a 500 metros	BAJO

Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

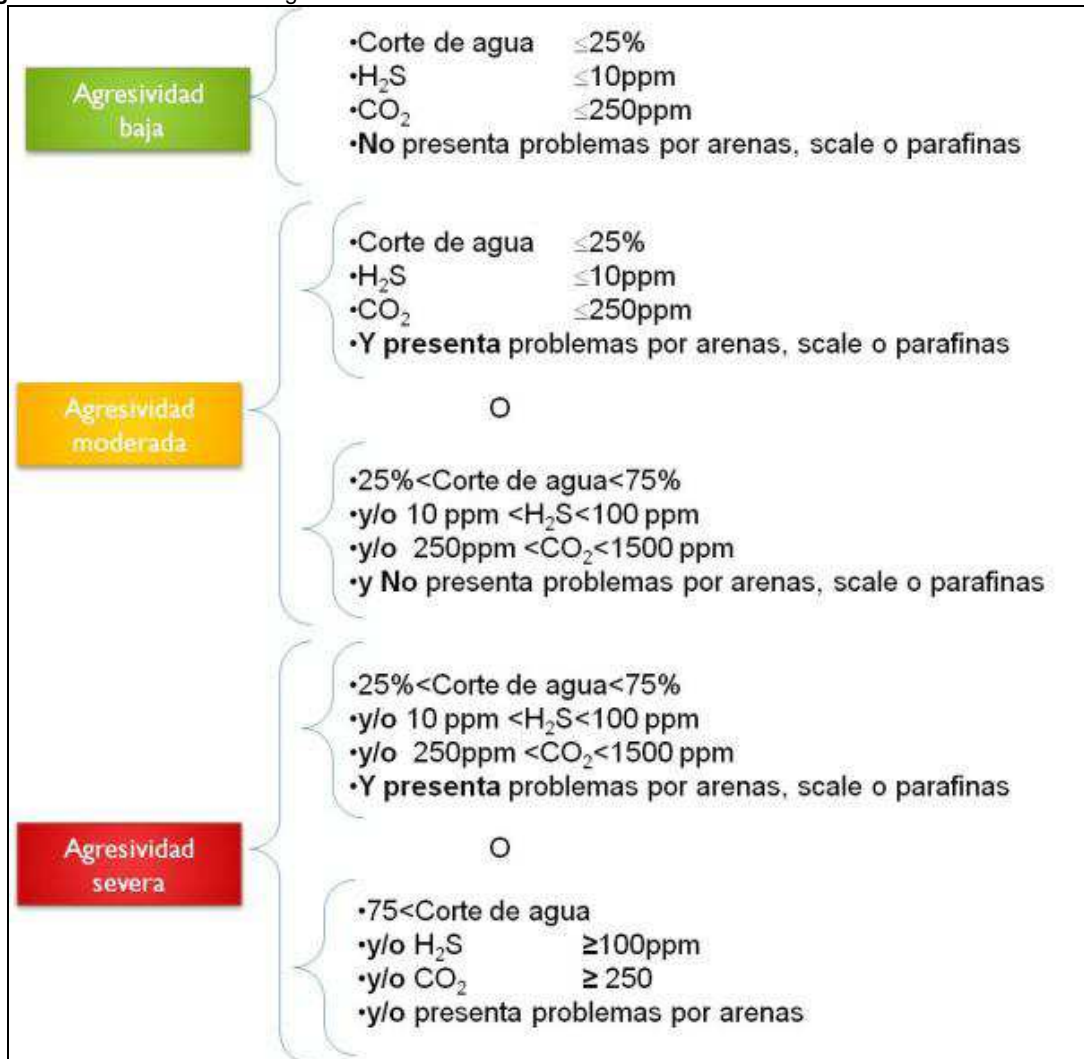
1.1.3.3 Agresividad del Fluido. La calificación está basada en los problemas derivados por producción de arena del pozo y los criterios establecidos en la norma NACE MR 0176 del 2006 “*Standard Material Requirements Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments*”. Las variables definidas para el establecimiento del grado de agresividad del fluido contenido en el pozo son: el corte de agua, CO₂, H₂S, producción de arena, problemas de *scale* o parafinas. El contenido de arena, formación de *scale* y/o parafina es un parámetro cualitativo, el cual debe ser definido por personal de campo si el pozo es problemático o no, en este contexto se puede resumir todas estas consideraciones y clasificar el riesgo en función a la agresividad del fluido como se describe en la Tabla 3 y la Figura 3:

Tabla 3. Clasificación del riesgo del pozo en función a la agresividad del fluido.

CLASIFICACION POR AGRESIVIDAD DE FLUIDO	RIESGO
Agresividad Severa	ALTO
Agresividad Moderada	MEDIO
Agresividad Baja	BAJO

Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

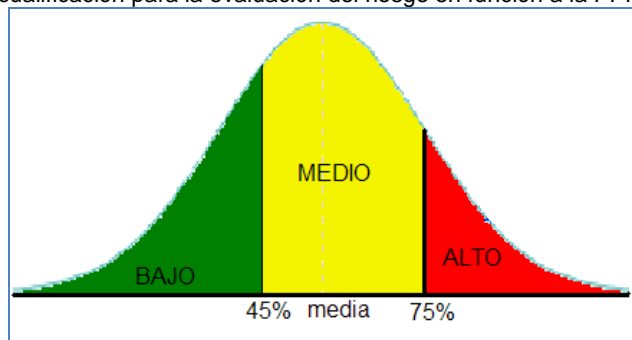
Figura 3. Clasificación de la agresividad del fluido



Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

1.1.3.4 Pérdida promedio por diferida (PPPD). La calificación del riesgo a partir de este parámetro es función de la producción actual y el tiempo promedio requerido para dar por superado una falla en el pozo, con estas dos variables se calcula la diferida promedio, la cual es comparada con la normalización de las diferidas promedio de los diferentes pozos pertenecientes al campo o a la Superintendencia. En este contexto se define que un pozo presenta alto riesgo por PPPD, cuando su particular PPPD se encuentra sobre el 75% de la curva de normalización de las pérdidas promedio por diferida de los pozos del campo; cuando la PPPD se encuentre entre el 45% y 75% se considera como riesgo medio y el riesgo bajo, son aquellos pozos por debajo de 45% de la curva de normalización de las pérdidas promedio por diferida de los diferentes pozos del campo; en la Figura 4 se muestra esquemáticamente esta clasificación y en la Tabla 4 se resume el nivel de riesgo.

Figura 4. Intervalos de cualificación para la evaluación del riesgo en función a la PPPD



Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

Tabla 4. Clasificación del riesgo en función a la PPPD.

PERDIDA PROMEDIO POR DIFERIDA	RIESGO
PPPD > 75%	ALTO
45% ≤ PPPD ≤ 75%	MEDIO
PPPD < 45%	BAJO

Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

1.1.3.5 Número de eventos por año. Este parámetro evalúa el número de intervenciones que el pozo ha sufrido durante su vida en producción y su cuantificación se realiza de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$E = N^{\circ} \text{Eventos} / (\text{años en operación})$$

El número de eventos se extrae de manera particular para cada pozo, a través del histórico de intervenciones realizadas en los últimos diez años o si el pozo es menor a diez años, desde el año que entró en operación, los eventos incluyen: los trabajos de *workover*, fracturamiento, estimulación, reparaciones, completamiento, trabajos de mantenimiento, inspección etc.; en resumen todos los trabajos que hayan incurrido en pérdida de tiempo por parada y generación de producción diferida. La calificación de esta variable nos refleja directamente el aumento de los diferentes requerimientos para cada uno de los pozos, con lo cual se disminuye la confiabilidad operacional, se aumenta el riesgo asociado a la realización de intervenciones, aumentan los costos de mantenimiento y trabajos requeridos. En la Tabla 5 se representa la clasificación del riesgo de los pozos en función a este parámetro.

Tabla 5. Clasificación del riesgo en función al número de eventos por año

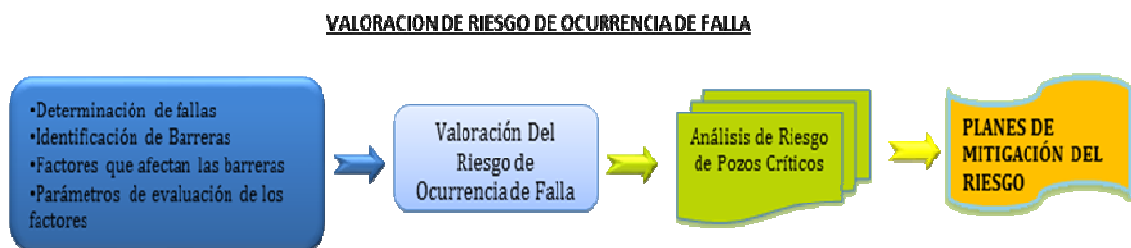
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	Valor de E	RIESGO
BOMBEO MECANICO Y BCP	$E > 1,2$	ALTO
	$0,6 < E \leq 1,2$	MEDIO
	$E \leq 0,6$	BAJO
BOMBEO HIDRAULICO	$E > 12$	ALTO
	$8 < E \leq 12$	MEDIO
	$E \leq 8$	BAJO
BES Y GL	$E > 1$	ALTO
	$0,5 < E \leq 1$	MEDIO
	$E \leq 0,5$	BAJO
FLUJO NATURAL	$E > 0,8$	ALTO
	$0,5 < E \leq 0,8$	MEDIO
	$E \leq 0,5$	BAJO

Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

1.1.4 Valoración de riesgo de ocurrencia de falla. Una vez identificados los pozos críticos del campo en función a la valoración inicial del riesgo, se procede a valorar el riesgo de ocurrencia de falla. Este riesgo se determina evaluando la probabilidad de ocurrencia de falla en función a los factores que afectan la integridad de cada una de las barreras de contención involucradas y la consecuencia.

1.1.4.1 Valoración de la probabilidad de ocurrencia de falla. Para el análisis de la probabilidad de ocurrencia de falla, se aplicó una metodología con las siguientes etapas, mostradas en la Figura 5:

Figura 5. Esquema de Valoración de la probabilidad de ocurrencia de falla



Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

- **Definición de las posibles fallas que se pueden presentar.** Se definió un listado de las fallas identificadas en pozo; las cuales son:

- ✓ Colapso de tubing de producción
- ✓ Colapso de revestimiento hacia adentro del pozo
- ✓ Colapso de revestimiento hacia afuera del pozo
- ✓ Colapso del liner de producción hacia adentro del pozo
- ✓ Colapso del liner de producción hacia afuera del pozo
- ✓ Falla en la integridad del cemento
- ✓ Falla en los empaques de fondo
- ✓ Ruptura del tubing de producción

- ✓ Ruptura del revestimiento o liner de producción
- ✓ Perdida de integridad de válvula de subsuelo
- ✓ Falla de tubing hanger (rosca, penetrador (orificio del cable))
- ✓ Falla en el colgador o casing hanger
- ✓ Falla en válvulas del cabezal del pozo
- ✓ Mala alineación de las unidades de bombeo mecánico
- ✓ Fuga en la caja de prensa estopas

- **Identificación de las barreras de contención.** Las barreras se define como las medidas o sistemas de protección para prevenir un descontrol relacionado a la presencia de hidrocarburo en el ambiente (ver Figura 6); estas barreras son:

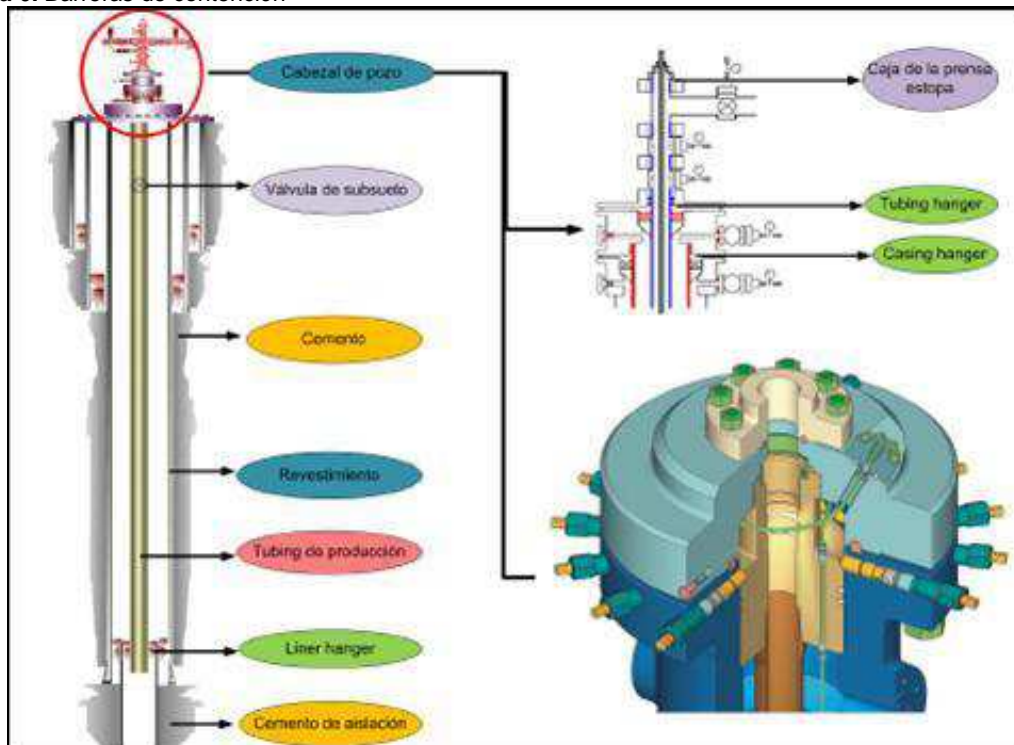
- ✓ Caja de la prensa estopa
- ✓ Tubing de producción
- ✓ Tubing y casing hanger
- ✓ Cemento
- ✓ Revestimiento
- ✓ Liner de producción
- ✓ Árbol de producción o Árbol de navidad
- ✓ Válvula de subsuelo (donde aplique)

- **Factores que afectan la integridad de las barreras.** La valoración de la susceptibilidad a falla de cada una de las barreras se cuantifica en función de los siguientes factores que afectan la integridad:

- ✓ Corrosión
- ✓ Desgaste erosión
- ✓ Fenómenos de estimulación
- ✓ Fallas en el completamiento

- ✓ Consecuencias en intervención del pozo
- ✓ Fenómenos geológicos
- ✓ Pruebas y condiciones de diseño
- ✓ Inspección y mantenimiento
- ✓ Condiciones operacionales

Figura 6. Barreras de contención



Fuente. ECOPEPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

- **Parámetros de evaluación en las barreras.** Cada uno de los factores anteriormente citados se evalúa con parámetros semi-cuantitativos, donde se da una valoración a la probabilidad y un peso porcentual a los aspectos agrupados en los siguientes criterios de valoración:

- ✓ Diseño, construcción y selección.
- ✓ Pruebas iniciales y verificación.

- ✓ Condiciones del medio.
- ✓ Monitoreo y mantenimiento.
- ✓ Condiciones de operación.

Con la metodología descrita se obtiene una valoración numérica semicuantitativa.

1.1.4.2 Valoración de la consecuencia. La valoración de consecuencia de cada una de las fallas se realiza aplicando la matriz RAM de Ecopetrol S.A. como se muestra en la Tabla 6:

Tabla 6. Valoración de la consecuencia

FALLA	CONSECUENCIA				
	AMBIENTAL	PERSONAS	ECONOMICA	IMAGEN DE LA EMPRESA	CLIENTES
Colapso de tubing de producción	NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 10-100KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Colapso de revestimiento hacia adentro del pozo	NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Colapso de revestimiento hacia afuera del pozo	NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Colapso de liner de producción hacia adentro del pozo	NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Colapso de liner de producción hacia afuera del pozo	NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Falla en la integridad del cemento	LOCALIZADO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Falla de los empaques de fondo	NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Ruptura de tubing de producción	NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Ruptura del revestimiento o liner de producción	LOCALIZADO	NINGUNA LESION	ENTRE 1-10MMU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Perdida de integridad de válvula de subsuelo	NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Falla de tubing hanger (rosca, penetrador (orificio del cable	LOCALIZADO	NINGUNA LESION	ENTRE 10-100KU\$	LOCAL	NINGUN IMPACTO
Falla en el colgador o casing hanger	LOCALIZADO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KU\$	LOCAL	NINGUN IMPACTO
Falla en válvulas del cabezal del pozo	LOCALIZADO	NINGUNA LESION	ENTRE 10-100KU\$	LOCAL	NINGUN IMPACTO
Mala alineación de las unidades de bombeo mecánico	MENOR	NINGUNA LESION	ENTRE 10-100KU\$	INTERNA	NINGUN IMPACTO
Fuga en la caja de prensa estopas	MENOR	NINGUNA LESION	ENTRE 10-100KU\$	LOCAL	NINGUN IMPACTO

Fuente. ECOPETROL-ICP. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central

1.1.5 Definición de los planes de acción (Mitigación del riesgo). El plan de acción se origina para cada uno de los pozos evaluados con la metodología de valoración de ocurrencia de falla, programando su ejecución en función al nivel de riesgo y está compuesto por una serie de actividades como monitoreo, inspección, selección de materiales, cambio de condiciones de operación, capacitación, elaboración e implementación de procedimientos, auditorías, etc. Los elementos claves para diseñar los planes de acción son:

- ✓ Identificar las actividades claves.
- ✓ Identificar metas y objetivos.
- ✓ Identificar todas las actividades posibles de controlar.
- ✓ Seleccionar las actividades de control apropiadas.
- ✓ Definir los parámetros o metas para el control de actividades (KPI's).
- ✓ Seleccionar las medidas apropiadas de desempeño.
- ✓ Definir roles y responsabilidades.
- ✓ Desarrollar planes de implementación e inspección que incluya análisis de costo beneficio.

2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO Y LISAMA

A continuación se presenta la ubicación geográfica, reseña histórica, características del yacimiento y de los fluidos e historia de producción de los Campos Llanito y Lisama.

2.1 CAMPO LLANITO

2.1.1 Ubicación geográfica. Los campos del activo Llanito de ECOPETROL S.A. (Llanito, Gala, Galán) están ubicados en la parte norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al Norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con el campo Casabe, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito (Figura 7). Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288,000 a 1'277,000;

E: 1'022,000 a 1'030,000

El activo tiene una extensión aproximada de 70 Km² donde se han perforado alrededor de 270 pozos con áreas de drenaje para cada uno de ellos entre 15 y 20 acres. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. El aceite original reportado en la actualidad es de 552 Mbls comprendidos en los tres campos Llanito, Gala y Galán, de los cuales a la fecha se cuenta con un acumulado de 78 Mbls de petróleo extraídos, alcanzando de esta manera un factor de recobro del 14,1%.

Entre los años 1973 y 1974 se perforaron 3 pozos nuevos (Galán 90, 91 y 92), que conjuntamente con un pozo viejo (Galán 53), sirvieron de inyectores al pozo Galán 39 con el propósito de llevar a cabo un piloto de inyección de agua en Febrero de 1974.

En cuanto a los campos Llanito y Gala, la exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13.561 pies, encontrando manifestaciones de hidrocarburos.

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (zonas C y B de la formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos. Dos de estos pozos (Llanito 6 y 8) fueron abandonados como acuíferos. En diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural.

Durante 1977 se termina el pozo Llanito Norte 1 con el objeto de delimitar el campo hacia el Norte.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales resultan productores.

A finales de 1985 se descubre el campo Gala, ubicado al sur del campo Llanito y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perforan los pozos Cardales 1 y Yuma 1, ubicados en la parte sur del campo.

2.1.3 Características del yacimiento⁸. La Tabla 7 presenta un resumen de las propiedades de yacimiento para las cuatro zonas productivas de los campos Llanito, Gala y Galán. La zona A corresponde a la formación Colorado, las zonas B y C a la formación Mugrosa y la zona D a las formaciones Esmeraldas y La Paz respectivamente.

Tabla 7. Características del yacimiento de los campos Llanito, Gala y Galán

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero	26 pies gasíferos	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21%	17%	18%	15%
Permeabilidad	250 md	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de agua formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión de Yacimiento	1880 Psi	2400 Psi	2800 Psi	3200 Psi
Presión Actual	1600 Psi	900-1500 Psi	110 Psi	900 Psi
Temperatura de Yacimiento	130°F	135°F	140°F	140°F
Gravedad API	-	21°API	23°API	24° API
GOR (inicial)	150 scf/stb	200 scf/stb	200 scf/stb	370 scf/stb
Factor Volumétrico de Formación	-	1,094 Resbl/stb	1,105 Resbl/stb	1,206 Resbl/stb
BSW inicial	0	0-3%	0-3%	0-3%

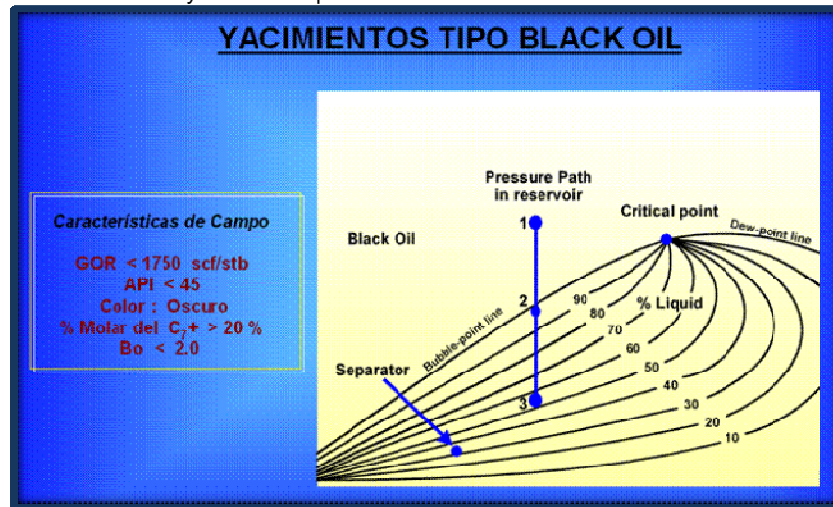
Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala, 2003.

2.1.4 Características de los fluidos. El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito, Gala y Galán es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24°, clasificándose de esta manera como un Black Oil (Figura 8). La información de presiones adquirida recientemente determina que inicialmente los yacimientos, se encontraban subsaturados y que actualmente la presión en las Arenas A, B, C y D que están en explotación, está por debajo de la presión de burbuja.

La Tabla 8 muestra los resultados obtenidos mediante análisis realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP en cuanto a la descripción de los fluidos que se encuentran en cada una de las formaciones productoras de los campos del activo Llanito.

⁸ ICP. Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito, 2008

Figura 8. Características de un yacimiento tipo Black Oil



Fuente. ICP. Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito, 2008

Tabla 8. Propiedades de los fluidos del yacimiento, Activo Llanito

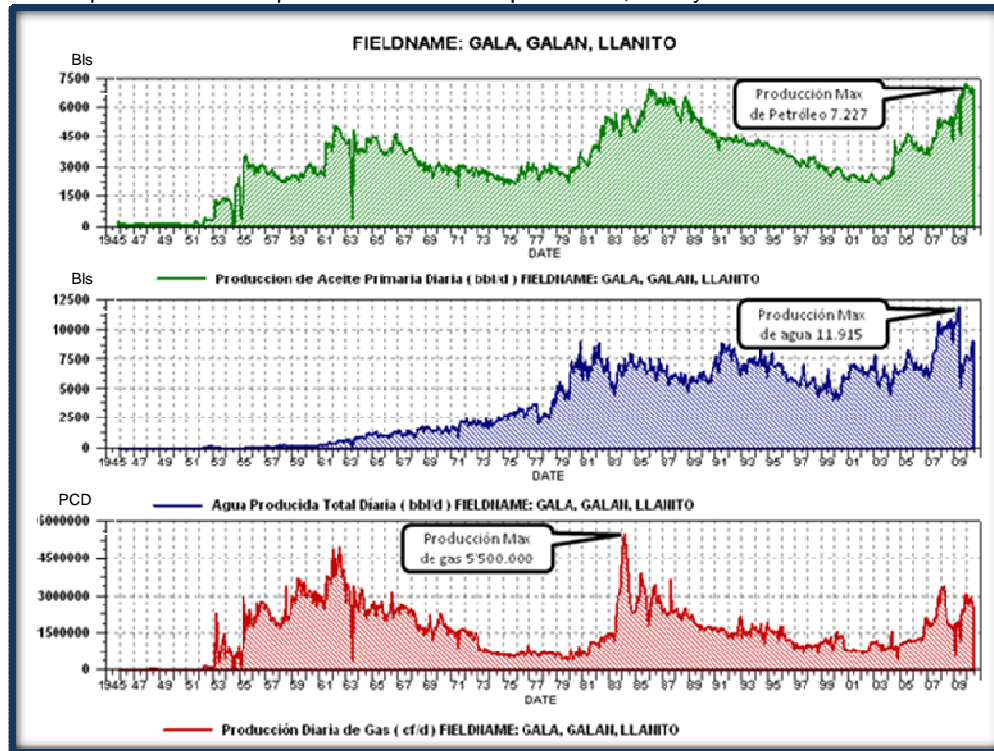
Parámetros	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Gravedad API	18.4	20	22	24
Viscosidad (cp)	50	19.4	12.1	5
Tipo de crudo	Nafténico	Nafténico	Nafténico	Nafténico
Factor volumétrico	1.058	1.094	1.105	1.2
Factor volumétrico a Pb	1.061	1.096	1.109	1.206
GOR Inicial (SCF/STB)	150	500	400	600

Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala, 2003.

Adicionalmente la gravedad API y la viscosidad del petróleo de los Campos Llanito Gala y Galán, varía de acuerdo con la zona productora, al igual que la gravedad API, donde se observa que en las formaciones menos profundas la gravedad es más alta.

2.1.5 Historia de producción de los campos. En la Figura 9 se aprecia el comportamiento histórico de producción de petróleo, agua y gas de los campos Llanito, Gala y Galán de manera agrupada. El inicio de producción se da en el mes de diciembre de 1945 con un caudal de petróleo de 228 BOPD, de agua de 4 BAPD y de gas de 42.000 PCPD.

Figura 9. Comportamiento de la producción de los campos Llanito, Gala y Galán



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares.

Actualmente, el activo cuenta con una producción diaria de petróleo de 7.000 BOPD, de gas de 2'500.000 PCD y de agua de 9.000 BAPD con una producción acumulada a la fecha de petróleo de 78'132.900 Bbl, de agua de 88'905.000 Bbl y de gas 37'353.000 KPD.

Teniendo en cuenta la energía del yacimiento y los mecanismos de empuje con los que cuenta, algunos de sus pozos perforados inician su producción en flujo natural y de acuerdo al comportamiento de la caída de presión y los respectivos caudales de los fluidos, se hace necesario implementar en los pozos sistemas de levantamiento artificial como el bombeo mecánico (BM) de manera predominante y bombas de cavidades progresivas (BCP) de acuerdo a las diferentes variables de producción y características del yacimiento.

2.2 CAMPO LISAMA

2.2.1 Ubicación geográfica. Los campos del Activo Lisama de ECOPEPETROL S.A. (Lisama, Tesoro, Nutria, Peroles) están localizados en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al Suroeste de la cuenca de Provincia y al Noreste de los Campos La Cira e Infantas de ECOPEPETROL S.A., a 45 Km. de la ciudad de Barrancabermeja (Figura 10).⁹

Figura 10. Ubicación Activo Lisama



Fuente. ECOPEPETROL. Estudio integrado de yacimientos Campo Lisama, 2003.

El potencial de hidrocarburos proviene del Período Terciario; los principales intervalos productores pertenecen a la Formación Mugrosa y Colorado. El mecanismo de entrapamiento de hidrocarburos en el bloque de producción Lisama presenta una doble componente que combina aspectos estructurales con un fuerte control estratigráfico. La lenticularidad de los cuerpos hace que cada cuerpo de arena se comporte como un yacimiento independiente.

⁹ ECOPEPETROL. Estudio integrado de yacimientos Campo Lisama 2003.

Con base en las pruebas realizadas durante los primeros periodos de producción de los pozos del Campo Lisama, con las mediciones de las relaciones gas-petróleo inicial y el análisis de los fluidos producidos, se estableció que el Campo Lisama produce mediante diferentes mecanismos, dependiendo del área en la que se localicen los pozos. Para las áreas Sur y Central, donde se ubican la gran mayoría de los pozos, y en donde la relación gas-petróleo es baja, se considera que el mecanismo de producción de hidrocarburos dominante es el de gas en solución, con empuje parcial de agua. Lo anterior se sustenta con las producciones de agua que se tienen de los pozos periféricos, especialmente los que se localizan bajos en la estructura. Las producciones de agua de estos pozos límite alcanzan valores de hasta el 50%, pero la gran mayoría de los pozos de las áreas Central y Sur, particularmente los estructuralmente altos, presentan producciones de agua que no sobrepasan el 11% de la producción total de fluidos.

En las áreas Norte y Occidente, donde los pozos se ubican altos en la estructura, y donde los desarrollos arenosos revisten importancia, el principal mecanismo de producción de hidrocarburos es el de gas en solución y empuje parcial de agua. Algunos informes reportan la presencia de un posible acuífero activo en el área norte, para explicar el sostenimiento de presión y las altas tasas de producción de algunos pozos; pero la información sísmica adquirida, los análisis de buzamientos de los registros de algunos pozos del área y la información de producción permiten concluir la posible existencia de un mecanismo de producción por efecto de segregación gravitacional.

2.2.2 Reseña histórica. La Compañía Tropical Oil Company inició la explotación del Campo Lisama en 1935, bajo la concesión La Putana, con la perforación del pozo Lisama 1 a una profundidad de 4729 pies atravesando las Formaciones Real y Colorado, obteniéndose una producción inicial de 151 BOPD de 18.8° API y una tasa de declinación del orden de 39% en el primer año. En 1936 se perforó el pozo Lisama 2 con 10 BOPD y en 1938 el pozo Lisama 3, el cual fue abandonado por

continuos arrendamientos y problemas en su revestimiento. Desde 1938 a 1958 no hubo actividad de perforación. En 1963 ECOPETROL adelantó un programa de exploración sísmica en el área de La Putana. El análisis de esta información justificó la perforación del pozo Lisama 5 en 1964, el cual alcanzó una profundidad de 8281 pies (Formación Esmeraldas), con una producción inicial de 1185 BOPD de aceite de 30.9° API, de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa. El primer desarrollo del campo Lisama se realizó hasta el año 1998 con la perforación de 144 pozos con objetivo las formaciones Mugrosa y Colorado. Desde el año 2005 a 2008 se desarrolló la segunda campaña de perforación en campo Lisama la cual contó con la perforación de 18 pozos de desarrollo en las áreas occidental y norte del campo. Adicionalmente, se perforaron 2 pozos de avanzada con objetivo principal la formación Lisama, actualmente, se encuentra un pozo activo (Lisama 158).

En cuanto al Campo Nutria, extensión de la parte Sureste del campo Lisama, la explotación del campo comenzó en el año de 1968 con la perforación del pozo Nutria 2, el cual tuvo una producción inicial de 240 BAPD de un crudo de 37°API de las formaciones Mugrosa y Colorado. Sin embargo y luego de una revisión geológica e interpretación de sísmica de alta resolución, la explotación oficial del campo comenzó en el año de 1982 hasta 1988 perforando en total 27 pozos.

Para el año 2006, Campo Nutria contaba con 27 pozos perforados: 12 activos, 5 inactivos y 10 abandonados, de los cuales, 8 fueron abandonados por problemas geomorfológicos del terreno que ocasionaron grave inestabilidad en la zona lo que generó colapso en las tuberías de revestimiento.

Desde el año 2006 a 2008, dentro del proyecto de desarrollo adicional del campo, se han perforado 14 pozos infill en áreas que cuentan con buenas propiedades para la acumulación de hidrocarburos. Con este proyecto, el Campo Nutria ha

alcanzado las más altas producciones en su historia con un precedente de 505 BOPD.

La explotación del Campo Tesoro inició en julio del año 1979 con la perforación del pozo Tesoro 1 cuya producción inicial fue de 240 BOPD. Para el año 2006, el Campo Tesoro contaba con 31 pozos. Desde el año 2006 a 2008, dentro del proyecto de desarrollo adicional del campo, se han perforado 8 pozos infill con el fin de aumentar la productividad del campo.

La prospección sísmica de alta resolución, mostró que el Campo Peroles es la continuación sur del sistema tectónico de Lisama – Tesoro y que las características de los yacimientos presentes, son semejantes a la zona A de la formación Colorado y las zonas B y C de la formación Mugrosa. Su perforación se inició en 1977 con el pozo Peroles 1 cuya producción inicial fue de 180 BOPD con un corte de agua del 0.3% y 40°API. Este primer desarrollo, terminó con la perforación del pozo Peroles 13 en el año de 1983.

2.2.3 Características del yacimiento. Las unidades geológicas productoras de hidrocarburos en el área son reconocidas como Zona A, que comprende la parte superior de la Formación Colorado y las unidades Zonas B y C de la Formación Mugrosa. En la Tabla 9 se presentan algunas características del yacimiento del área Lisama.

2.2.4 Características de los fluidos. El petróleo presente en los yacimientos de los campos del activo Lisama es de base parafínica y su gravedad API oscila entre 20 y 34°. La Tabla 10 presenta un resumen de las propiedades del fluido producido en el activo Lisama.

Tabla 9. Características del yacimiento de los campos del área Lisama

Propiedad	Zona A	Zona B	Zona C
Profundidad	2500 - 3000	4000 - 8500	5000 - 9500
Espesor neto (pies)	20 – 110	67 - 227	85 - 261
Área (M-acres)	66	305	93
Porosidad Promedio (%)	15 – 22	12 – 18	11 – 20
Permeabilidad Promedio (md)	31 – 98	22 – 61	25 – 73
Sw promedio inicial	26 – 42	30 – 33	32 – 36
Presión Original (psi)	2400	3200	4000
Temperatura (°F)	140	150	160

Fuente. ECOPEPETROL. Estudio integrado de yacimientos Campo Lisama, 2003.

Tabla 10. Propiedades de los fluidos del yacimiento Activo Lisama

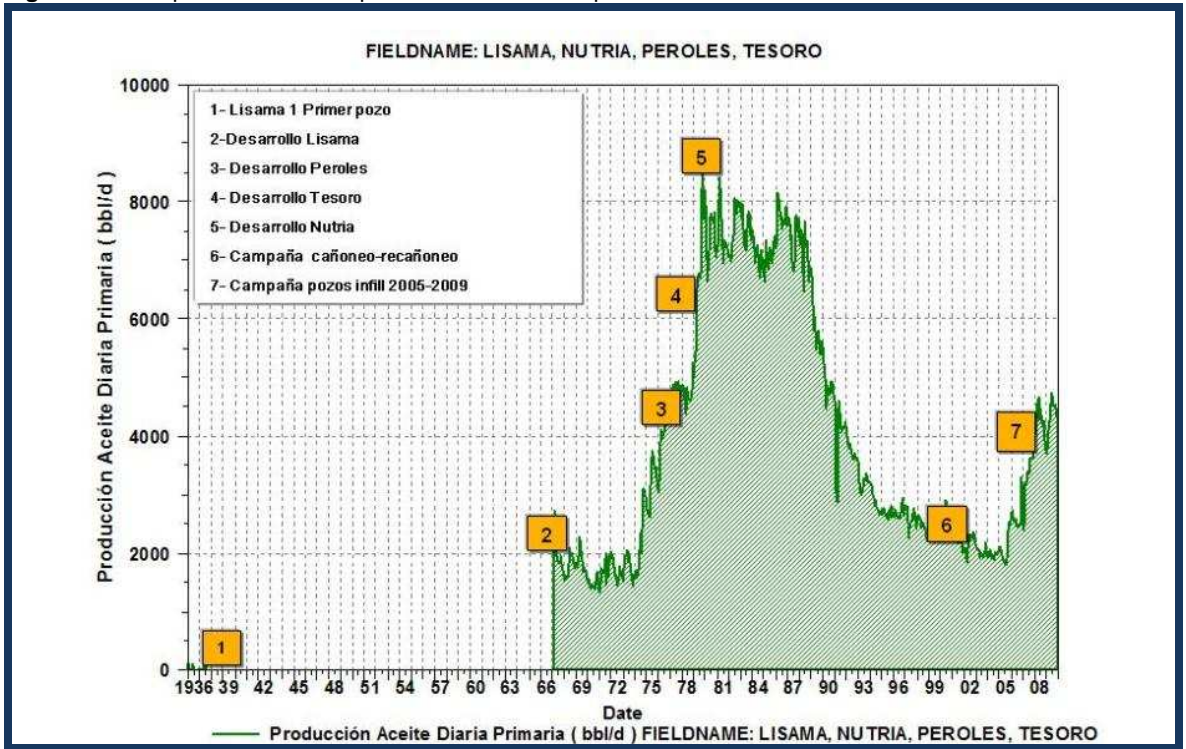
Propiedad	Zona A	Zona B	Zona C
Gravedad API	22	31 - 32	34
GOR inicial (SCF/STB)	500		
Viscosidad (cp)	0.95		
Factor volumétrico (RB/STB)	1.3 – 1.6		
Tipo de crudo	Parafínico		

Fuente. ECOPEPETROL. Estudio integrado de yacimientos Campo Lisama, 2003.

2.2.5 Historia de producción de los campos. En la Figura 11 se aprecia el comportamiento histórico de producción de petróleo, agua y gas de los campos Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles de manera agrupada. El inicio de producción se da en el año de 1935 con un caudal de petróleo de 151 BOPD del pozo Lisama 1.

Actualmente, el activo cuenta con una producción diaria de petróleo de 5.000 BOPD.

Figura 11. Comportamiento de la producción de los campos del activo Lisama



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. ECOPETROL S.A.

3. VALORACIÓN INICIAL DEL RIESGO

Teniendo en cuenta las consideraciones impartidas en el Capítulo 1 sobre la metodología para realizar la valoración inicial del riesgo en los pozos productores de las áreas Llanito y Lisama, se realizó la evaluación de los aspectos que permiten priorizar el riesgo de estos activos en función de su tipo de levantamiento, la cercanía a zonas pobladas o cuerpos de agua, la agresividad del fluido que producen, el número de fallas y el tiempo de atención de estas, y la producción diferida causada por las paradas de los pozos.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en la revisión de los datos y en la evaluación preliminar del riesgo.

3.1 CAMPO LLANITO

El Campo Llanito presenta la siguiente distribución de los pozos en cuanto a su estado actual (información al año 2010): productor, inactivo o abandonado. La evaluación, objeto de este estudio, será aplicada a los pozos productores del área detallados en la Tabla 11. Sin embargo, esta implementación podrá extenderse a la totalidad de los pozos inactivos y abandonados existentes en el campo.

Tabla 11. Estado actual y número de pozos, Campo Llanito

Estado	Número de pozos
Productor	53
Inactivo	43
Abandonado	12
Total	108

Fuente. Autores

Para el Campo Llanito se tiene que el método de levantamiento predominante es bombeo mecánico (BM); actualmente, de los 53 pozos productores del Campo, 52 pozos tienen este sistema de levantamiento y un (1) pozo tiene instalada una bomba de cavidades progresivas (BCP) luego de sucesivas fallas en bombeo mecánico. En la Tabla 12 se encuentra la distribución porcentual de la cantidad de pozos y la producción del campo teniendo en cuenta el método de levantamiento.

Tabla 12. Distribución pozos Campo Llanito

Método de producción	CAMPO LLANITO			
	Pozos		Producción	
	Cantidad	%	Bopd	%
BM	52	98%	3200	97%
BCP	1	2%	95	3%
Total	53		3295	

Fuente. Autores

En cuanto a la cercanía a zonas pobladas o cuerpos de agua, 47 pozos se encuentran en un radio de afectación de entre cero a cien metros (0 – 100 mts) lo que corresponde a un 89% del total de los pozos del campo, mientras que solo 6 pozos están ubicados en un rango entre 100 y 500 metros equivalentes al 11% restante del número total de pozos. Es importante aclarar que esta distancia no solo se refiere a la cercanía a viviendas sino también a cuerpos o fuentes de agua o bajos inundables, donde una descarga no controlada de fluidos provocaría un impacto ambiental importante. En la Tabla 13 se presenta la información descrita anteriormente.

Tabla 13. Cercanía a zonas pobladas pozos Campo Llanito

Cercanía a zonas pobladas	Cantidad	%
Entre 0 y 100 metros	47	89%
Entre 100 y 500 metros	6	11%
TOTAL	53	100%

Fuente. Autores

Teniendo en cuenta los datos existentes referentes a las propiedades fisicoquímicas del fluido tales como partes por millón (ppm) de CO₂ y/o H₂S presentes en el fluido o altas concentraciones de iones (cloruros, calcio, magnesio, etc) que favorezcan los procesos de corrosión, se aplicó un modelo que calcula las velocidades de corrosión, en mpy (milésimas de pulgada por año) para determinar la agresividad del fluido existente. Adicionalmente se tuvo en cuenta si los pozos han presentado problemas por alta producción de arena, si tienen tendencia a la formación de parafinas y/o scales y el valor de corte de agua, para la evaluación de este aspecto. En conclusión, de los 53 pozos analizados, 37 pozos (equivalentes al 70%) fueron calificados de agresividad baja y los 16 pozos restantes (equivalentes al 30%) tienen agresividad moderada. Dicha información se presenta en la Tabla 14:

Tabla 14. Distribución por agresividad del fluido pozos Campo Llanito

Agresividad del fluido	Cantidad	%
Baja	37	70%
Moderada	16	30%
TOTAL	53	100%

Fuente. Autores

Con base en la información obtenida de la producción neta actual de cada pozo y el tiempo promedio, en días, que se tiene para superar una falla en el pozo se calculó la diferida promedio y se comparó con la distribución normal de los valores de diferida promedio para los pozos del campo. Así las cosas, 28 pozos son clasificados como riesgo bajo, 14 pozos son de riesgo medio y 11 pozos son considerados de riesgo alto. En la siguiente Tabla (Tabla 15) se resume el nivel de riesgo:

Tabla 15. Distribución riesgo en función de la producción diferida pozos Campo Llanito

Riesgo en función de la diferida	Cantidad	%
Bajo	28	53%
Medio	14	26%
Alto	11	21%
TOTAL	53	79%

Fuente. Autores

Por otro lado, en cuanto a las fallas del sistema de levantamiento, se realizó una revisión profunda de la información existente la cual se encuentra detallada desde el año 2003 por lo que se usó este año como base para el cálculo de la frecuencia de eventos por año. Las fallas son clasificadas de acuerdo al componente de subsuelo afectado como la tubería, la varilla o la bomba de subsuelo. Teniendo en cuenta estos criterios, se tiene un valor de 0,87 fallas por año, en promedio, de los pozos con bombeo mecánico (52 pozos) y un valor de 4,3 fallas por año para el pozo que tiene instalado bombeo de cavidades progresivas (BCP). En la Tabla 16 se detalla la clasificación del riesgo de los pozos en cuanto al número de eventos por año.

Tabla 16. Distribución riesgo en función del número de eventos pozos Campo Llanito

Riesgo en función del número de eventos	Cantidad	%
Bajo	23	43%
Medio	17	32%
Alto	13	25%
TOTAL	53	75%

Fuente. Autores

Con los resultados anteriormente detallados, se obtiene la valoración inicial de riesgo. A continuación, en la Tabla 17, se presenta el resumen de los datos obtenidos para todos los pozos del Campo Llanito.

Tabla 17. Evaluación inicial del riesgo pozos Campo Llanito

POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO O DE POZO	ESTADO	CERCANIA A ZONAS POBLADAS (m) y/o ALTA CONSECUENCIA	AGRESIVIDAD DEL FLUIDO	PRODUCCIÓN NETA DEL POZO (BPD)	TIEMPO EN DIAS PROMEDIO PARA ATENCIÓN DE PARADAS	DIFERIDA PROMEDIO	N° EVENTOS O INTERVENCIONES POR AÑO	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR
LLAN0001A	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	0	5,00	0,00	0,29	L
LLAN0009	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	12	5,42	65,04	1,00	M
LLAN0011	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	8	8,50	68,00	0,29	L
LLAN0018	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	60	5,80	348,00	1,71	H
LLAN0021	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	11	1,66	18,26	0,43	L
LLAN0023	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	17	3,25	55,25	0,57	L
LLAN0025	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	30	6,00	180,00	2,00	M
LLAN0036	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	70	2,14	149,80	1,00	M
LLAN0039	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	16	7,80	124,80	0,71	M
LLAN0045	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	14	1,00	14,00	0,00	L
LLAN0057	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	14	5,00	70,00	0,43	L
LLAN0069	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	8	5,00	40,00	0,43	M
LLAN0075	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	45	4,08	183,60	2,00	M
LLAN0081	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	12	6,14	73,68	1,00	M
LLAN0084	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	25	3,00	75,00	0,14	L
LLAN0091	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	35	2,88	100,63	2,29	M
LLAN0093	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	90	4,71	423,90	1,29	H
LLAN0094	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	20	2,20	44,00	1,00	M
LLAN0095	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	84	3,63	304,92	1,57	H
LLAN0097	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	56	9,50	532,00	2,57	H
LLAN0098	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	31	10,00	310,00	0,86	M
LLAN0101	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	5	5,00	25,00	0,00	L
LLAN0102	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	27	8,95	241,65	3,29	H
LLAN0103	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	55	4,00	220,00	0,71	M
LLAN0104	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	12	2,34	28,02	1,43	H
LLAN0105	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	24	7,00	168,00	0,71	M
LLAN0107	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	130	6,00	780,00	0,67	H
LLAN0108	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	58	7,00	406,00	1,00	H
LLAN0109	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	91	6,66	606,06	1,80	H
LLAN0111	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	55	3,00	165,00	0,40	M
LLAN0112	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	105	2,50	262,50	0,40	M
LLAN0113	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	216	4,00	864,00	0,33	M
LLAN0114	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	90	3,00	270,00	0,67	M
LLAN0115	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	28	5,50	154,00	0,67	M
LLAN0116	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	39	5,00	195,00	0,67	M
LLAN0117	PCP	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	80	6,76	540,80	2,00	H
LLAN0118	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	50	4,00	200,00	0,33	M

Tabla 17. (Continuación)

POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO O DE POZO	ESTADO	CERCANIA A ZONAS POBLADAS (m) y/o ALTA CONSECUENCIA	AGRESIVIDAD DEL FLUIDO	PRODUCCIÓN NETA DEL POZO (BPD)	TIEMPO EN DIAS PROMEDIO PARA ATENCIÓN DE PARADAS	DIFERIDA PROMEDIO	Nº EVENTOS O INTERVENCIONES POR AÑO	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR
LLAN0119	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	95	1,00	95,00	0,00	L
LLAN0120	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	11	4,00	44,00	1,00	M
LLAN0121	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	36	3,00	108,00	1,00	M
LLAN0122	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	108	4,66	503,28	3,00	H
LLAN0123	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	65	3,50	227,50	1,00	M
LLAN0124	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	108	1,00	108,00	0,00	L
LLAN0125	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	216	1,00	216,00	0,00	M
LLAN0126	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	22	2,00	44,00	0,50	L
LLAN0127	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	56	5,00	280,00	0,50	M
LLAN0128	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	120	5,00	600,00	0,50	M
LLAN0129	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	189	1,00	189,00	0,00	M
LLAN0130	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	129	5,00	645,00	0,50	M
LLAN0131	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	116	1,00	116,00	0,00	L
LLAN0132	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	242	1,00	242,00	0,00	M
LLAN0133	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	31	5,00	155,00	1,50	M
LLAN0134	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	48	5,00	240,00	1,00	M

Fuente. Autores

Finalmente se presenta, en la Tabla 18, la valoración del riesgo preliminar que prioriza los pozos que son más susceptibles a presentar algún evento que afecte la integridad de los equipos.

Tabla 18. Distribución del riesgo preliminar Campo Llanito

DISTRIBUCION DEL RIESGO	
H	11 pozos
M	30 pozos
L	12 pozos

Fuente. Autores

Los pozos clasificados como riesgo alto son Llanito 18, 93, 95, 97, 102, 104, 107, 108, 109, 117 y 122. Estos pozos continuarán con la evaluación del riesgo de ocurrencia de falla.

3.2 CAMPO LISAMA

El Campo Lisama cuenta con un total de 165 pozos perforados de los cuales son 66 productores, 69 inactivos y 30 abandonados. En la Tabla 19 se relaciona la distribución de los pozos según el estado.

Tabla 19. Estado actual y número de pozos, Campo Lisama

Estado	Cantidad
Productor	66
Inactivo	69
Abandonado	30
TOTAL	165

Fuente. Autores

Teniendo en cuenta la distribución de la producción del campo Lisama, que actualmente tiene un potencial de producción de 2205 bopd, se tiene el 82% de los pozos productores con bombeo mecánico, 6% con bombeo de cavidades progresivas BCP y el 12% restante por flujo natural. La siguiente tabla, Tabla 20, muestra la distribución porcentual de producción y la cantidad de pozos.

Tabla 20. Distribución pozos Campo Lisama

Método de producción	CAMPO LISAMA			
	Pozos		Producción	
	Cantidad	%	Bopd	%
BM	54	82%	1627	74%
Flujo Natural	8	12%	346	16%
BCP	4	6%	232	11%
Total	66		2205	

Fuente. Autores

Teniendo en cuenta la distribución de los pozos y su cercanía a zonas pobladas, en el Campo Lisama tenemos un 42,4% de los pozos ubicados en un rango de cercanía a vivienda y/o zonas pobladas entre 0 y 100 mts; el 42,4% de los pozos productores ubicados en un rango entre 100 y 500 mts y el restante 15,2% de los pozos productores ubicados en un rango superior a 500 mts; esta cercanía va dada no solo por cercanía a viviendas sino también a fuentes de agua y bajos inundables, en donde una descarga de fluidos al medio ocasionaría una seria contaminación ambiental. En la Tabla 21 se presenta la información descrita anteriormente.

Tabla 21. Cercanía a zonas pobladas pozos Campo Lisama

Cercanía a zonas pobladas	Cantidad	%
Entre 0 y 100 metros	28	42.4%
Entre 100 y 500 metros	28	42.4%
Mayor de 500 metros	10	15.2%
TOTAL	66	100%

Fuente. Autores

De acuerdo con la información de propiedades fisicoquímicas de los fluidos producidos en el campo Lisama y el modelo de velocidades de corrosión se observa que tales fluidos son poco corrosivos; la velocidad de corrosión ha sido calculada de acuerdo al modelo que incluye propiedades, composición de los fluidos y condiciones operacionales, además de los posibles problemas por producción de parafinas, arena, *scales* y los valores del corte de agua. En la Tabla 22 se relaciona la distribución de los pozos en cuanto a la agresividad del fluido.

Tabla 22. Distribución por agresividad del fluido pozos Campo Lisama

Agresividad del fluido	Cantidad	%
Baja	17	26%
Moderada	45	68%
Severa	4	6%
TOTAL	66	100%

Fuente. Autores

Los pozos clasificados como agresividad del fluido severa son Lisama 13, 160D, 163 y 176. Estos pozos son problemáticos debido a que en su fluido tienen presencia de arena y/o *scale* y/o parafinas.

Con base en la información obtenida de la producción neta (bopd) actual de cada pozo del campo Lisama y el tiempo promedio (días), que se tiene para superar una falla en el pozo se calculó la diferida promedio y se comparó con la distribución normal de los valores de diferida promedio para los pozos del campo. Así, 29 pozos son clasificados como riesgo bajo, 17 pozos son de riesgo medio y 20 pozos son considerados de riesgo alto. A continuación, en la Tabla 23, se resume el nivel de riesgo

Tabla 23. Distribución riesgo en función del número de eventos pozos Campo Lisama

Riesgo en función del número de eventos	Cantidad	%
Bajo	29	44%
Medio	17	26%
Alto	20	30%
TOTAL	66	100%

Fuente. Autores

Por otra parte, en cuanto a la distribución de las fallas en los pozos del campo Lisama, se puede observar que los pozos en bombeo mecánico tienen un valor promedio de 0,92 fallas por año; y los pozos con bombeo de cavidades progresivas presentan 1,67 fallas por año; dicho promedio de fallas va dado por daños en la tubería, fallas en la varilla y falla en la bomba. Para los pozos con flujo natural se tiene un 0,16 promedio de fallas por año.

Con los resultados anteriormente detallados, se obtiene la valoración inicial de riesgo que se presenta en la Tabla 25 para todos los pozos del Campo Lisama.

Finalmente se presenta, en la Tabla 24, la valoración del riesgo preliminar que prioriza los pozos del campo Lisama que son más susceptibles a presentar algún evento que afecte la integridad de los equipos.

Tabla 24. Distribución del riesgo preliminar Campo Lisama

DISTRIBUCION DEL RIESGO	
H	10 pozos
M	41 pozos
L	15 pozos

Fuente. Autores

Tabla 25. Evaluación inicial del riesgo pozos Campo Lisama

POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO O DE POZO	ESTADO	CERCANIA A ZONAS POBLADAS (m) y/o ALTA CONSECUENCIA	AGRESIVIDAD DEL FLUIDO	PRODUCCIÓN NETA DEL POZO (BPD)	TIEMPO EN DIAS PROMEDIO PARA ATENCIÓN DE PARADAS	DIFERIDA PROMEDIO	N° EVENTOS O INTERVENCIONES POR AÑO	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR
LISA0010	BM	PRODUCTOR	Mayor de 500	MODERADA	5	2,00	10,00	0,00	L
LISA0013	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	SEVERA	113	7,50	847,50	0,57	H
LISA0015	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	20	2,75	55,00	1,14	M
LISA0018	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	10	4,00	40,00	0,29	L
LISA0019	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	81	5,47	443,07	2,71	H
LISA0023	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	5	12,00	60,00	0,14	M
LISA0028	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	20	4,33	86,60	1,29	H
LISA0032	BM	PRODUCTOR	Mayor de 500	BAJA	7	5,00	35,00	0,29	L
LISA0044	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	16	3,00	48,00	0,86	M
LISA0047	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	42	3,28	137,76	1,00	M
LISA0056	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	42	6,13	257,46	1,14	H
LISA0061	BM	PRODUCTOR	Mayor de 500	MODERADA	10	4,67	46,70	1,29	M
LISA0062	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	29	8,00	232,00	0,86	M
LISA0067	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	18	3,30	59,40	1,29	M
LISA0073	FN	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	0	5,00	0,00	0,00	M
LISA0077	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	47	5,50	258,50	0,29	M
LISA0078	FN	PRODUCTOR	Mayor de 500	BAJA	0	2,00	0,00	0,00	L
LISA0079	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	8	2,70	21,60	0,86	M
LISA0080	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	15	3,00	45,00	0,71	M
LISA0081	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	8	7,70	61,60	0,43	L
LISA0084	FN	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	0	2,00	0,00	0,00	L
LISA0085	FN	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	0	2,00	0,00	0,00	L
LISA0086	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	14	3,00	42,00	0,71	M
LISA0091	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	27	2,90	78,30	1,57	M
LISA0092	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	15	34,00	510,00	0,14	M
LISA0093	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	5	61,50	307,50	0,43	M
LISA0095	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	16	5,00	80,00	0,00	L
LISA0098	BM	PRODUCTOR	Mayor de 500	MODERADA	19	6,74	128,06	2,14	M
LISA0102	BM	PRODUCTOR	Mayor de 500	MODERADA	72	5,75	414,00	1,14	M
LISA0106	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	8	6,40	51,20	1,14	M
LISA0108	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	10	5,30	53,00	0,43	M
LISA0117	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	7	4,25	29,75	0,57	L
LISA0118	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	9	3,53	31,81	1,29	M
LISA0126	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	8	6,60	52,80	1,00	M
LISA0127	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	19	6,76	128,44	0,57	L
LISA0131	BM	PRODUCTOR	Mayor de 500	MODERADA	10	4,20	42,00	1,43	M
LISA0132	BM	PRODUCTOR	Mayor de 500	MODERADA	9	9,00	81,00	1,86	M
LISA0136	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	8	3,11	24,88	1,29	M
LISA0137R	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	85	3,00	255,00	0,00	M

Tabla 25. (Continuación)

POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO O DE POZO	ESTADO	CERCANIA A ZONAS POBLADAS (m) y/o ALTA CONSECUENCIA	AGRESIVIDAD DEL FLUIDO	PRODUCCIÓN NETA DEL POZO (BPD)	TIEMPO EN DIAS PROMEDIO PARA ATENCIÓN DE PARADAS	DIFERIDA PROMEDIO	N° EVENTOS O INTERVENCIONES POR AÑO	VALOR DEL RIESGO PRELIMINAR
LISA0139	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	7	26	3,11	80,86	1,43	M
LISA0140	BM	PRODUCTOR	Mayor de 500	MODERADA	70	4,00	280,00	1,14	M
LISA0142	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	41	6,93	284,13	2,00	H
LISA0145	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	14	5,00	70,00	1,71	M
LISA0146	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	11	5,00	55,00	0,43	M
LISA0147	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	0	47,50	0,00	0,43	M
LISA0149	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	8	5,00	40,00	0,00	L
LISA0150	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	32	4,00	128,00	1,00	M
LISA0151D	BM	PRODUCTOR	Mayor de 500	MODERADA	23	12,00	276,00	0,80	M
LISA0152D	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	64	1,67	106,67	0,80	M
LISA0153D	FN	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	3	5,00	15,00	0,00	L
LISA0154D	FN	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	0	8,75	0,00	1,60	M
LISA0156D	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	12	2,50	30,00	1,33	M
LISA0157D	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	32	4,00	128,00	1,60	M
LISA0158D	FN	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	290	1,00	290,00	0,00	L
LISA0159D	BM	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	MODERADA	14	7,00	98,00	0,60	L
LISA0160D	PCP	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	SEVERA	59	3,00	177,00	0,33	M
LISA0161D	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	164	5,40	885,60	1,20	H
LISA0162D	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	18	7,00	126,00	0,20	M
LISA0163	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	SEVERA	104	8,00	832,00	0,50	H
LISA0164	PCP	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	10	10,25	102,50	1,33	H
LISA0165D	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	42	6,00	252,00	0,60	M
LISA0166D	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	MODERADA	20	7,25	145,00	2,40	H
LISA0167D	FN	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	53	1,00	53,00	0,00	L
LISA0171	PCP	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	BAJA	63	1,90	119,70	2,00	M
LISA0175	PCP	PRODUCTOR	Entre 100 y 500	BAJA	100	1,75	175,00	3,00	M
LISA0176	BM	PRODUCTOR	Entre 0 y 100	SEVERA	95	4,25	403,75	0,80	H

Fuente. Autores

4. VALORACION DE RIESGO DE OCURRENCIA DE FALLAS

El riesgo global, que posean los pozos definidos como riesgo alto en la etapa previa de evaluación inicial del riesgo, es función de la probabilidad de que un evento o condición lleve a un escape (ejemplo: daño por corrosión severa) y de la consecuencia en el evento de un escape (ejemplo: crudo entrando a una fuente de agua). Matemáticamente el riesgo se define de la siguiente manera:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia}$$

Se detallan a continuación los aspectos a tener en cuenta en la evaluación del riesgo¹⁰:

4.1 PROBABILIDAD

La posibilidad o probabilidad de que ocurra un evento es medida en términos de la frecuencia de ocurrencias al año para un acontecimiento específico.

La frecuencia o probabilidad de ocurrencia de los eventos puede ser estimada por tres procesos: cualitativo, cuantitativo o ambos. El proceso cualitativo usa categorías relativas tales como “muy alto”, “alto”, “medio” o “bajo” para describir la probabilidad de ocurrencia de un evento; mientras que la cuantitativa reporta un valor exacto. La parte central del análisis de la probabilidad de falla es la identificación de los peligros o amenazas existentes y latentes.

4.2 CONSECUENCIA

El segundo objetivo de una valoración de riesgo es determinar las consecuencias físicas que ocurren como resultado del incidente.

¹⁰ ECP-VPR-M-001 Manual del Modelo de Gestión de Integridad de Activos Estáticos – GIAE de la VPR – Versión 01 - 2007

Las consecuencias de los eventos pueden ser estimadas en términos cualitativos o cuantitativos o ambos. El proceso cualitativo generalmente usa categorías relativas tales como “muy alto”, “alto”, “medio” o “bajo” para describir la severidad de la consecuencia de un evento. Mientras, que el proceso cuantitativo estima el nivel de severidad esperada en términos de número de fatalidades, lesiones serias, costos, etc.

Para el caso de esta evaluación, las consecuencias se analizan siguiendo cuatro divisiones: (1) Salud y seguridad, (2) Ambiental, (3) Económica, y (4) Imagen; según la matriz RAM de ECOPETROL S.A. En cada división, la consecuencia es calculada para cada una de las barreras de contención (detalladas en el capítulo 1) y para cada posible falla.

4.3 CÁLCULO DEL RIESGO

Combinar la probabilidad de uno o más eventos con sus consecuencias determinará el riesgo de la operación. De forma relativamente frecuente pueden ocurrir algunas fallas sin impactos significativos adversos en seguridad, medioambiente, o económicos. De modo semejante, algunas fallas tienen consecuencias potencialmente serias, pero si la probabilidad del incidente es baja, entonces el riesgo puede que no garantice acción inmediata. Sin embargo, si la probabilidad y combinación de consecuencia (riesgo) son lo suficientemente altas para ser inaceptable, entonces se recomienda una acción de mitigación que prediga o impida el acontecimiento.

El cálculo del riesgo básicamente consiste en evaluar los parámetros establecidos para cada una de las variables que afectan directamente la probabilidad y la consecuencia de falla, de tal forma que el riesgo será la resultante del producto de los dos rangos de variaciones. La resultante numérica (riesgo) se transforma en

cualidades como muy alto (VH), alto (H), medio (M) y bajo (L) por medio de la matriz RAM de ECOPETROL S.A.

La metodología de valoración del riesgo de ocurrencia de falla fue aplicada a los pozos productores de los campos Lisama y Llanito, identificados como de riesgo alto en la etapa de priorización, obteniéndose una valoración del riesgo de ocurrencia de cada una de las posibles fallas identificadas por cada pozo analizado.

A continuación se detallan los resultados obtenidos para cada campo:

4.4 RESULTADOS ÁREA LLANITO

Se aplicó la metodología de valoración de riesgo de ocurrencia de falla a los once (11) pozos definidos como críticos en la etapa de evaluación inicial: Llanito 18, 93, 95, 97, 102, 104, 107, 108, 109, 117 y 122.

Primero que todo, teniendo en cuenta el listado de las 15 posibles fallas que se pueden presentar, se evaluaron, para cada barrera de contención, varios parámetros a los que se asignó un valor y peso porcentual para obtener la probabilidad del riesgo en una escala cualitativa (“muy alto”, “alto”, “medio” o “bajo”). En la Tabla 26, a manera de ejemplo, se presenta la evaluación de la probabilidad para uno de los parámetros en el pozo Llanito 18.

Tabla 26. Evaluación probabilidad, barrera: tubería de producción

PARAMETRO		Rangos	PoF	Peso	CALIFICACIÓN	
Diseño, Construcción y Selección	20%	El diseño se realizó de acuerdo con las normas API ESPC 6A	Si	1	40%	1
			No	4		
		Se consideraron condiciones operacionales en la selección de	Si	1	30%	1
			No o se desconoce	4		
Cumple con el número de válvulas establecido por norma	Si	1	30%	1		
	No	4				

Fuente. Autores

Luego se evalúa la consecuencia (con base en la Matriz RAM de ECOPETROL S.A.) la cual es calculada para cada una de las barreras de contención (detalladas en el capítulo 1) y para cada posible falla. Por último, se obtiene el riesgo para cada posible falla. En la Tabla 27, a manera de ejemplo, se presentan los resultados de la evaluación de ocurrencia de falla para el pozo Llanito 18. Así mismo, se presenta en la Tabla 28 el resumen del nivel de riesgo de los pozos evaluados.

Luego de realizar esta evaluación a los once pozos del campo Llanito, se puede concluir que el pozo Llanito 18 es el pozo que presenta riesgo alto para la falla de ruptura del revestimiento dadas las características de su evaluación de probabilidad y consecuencia. Los demás pozos están clasificados como riesgo bajo y medio para las posibles fallas analizadas.

En la Figura 12 se muestran los resultados del nivel de riesgo para las 15 posibles fallas en los 11 pozos del campo Llanito.

En la Figura 13 se muestra la distribución del riesgo de ocurrencia de las fallas en los pozos críticos del campo Llanito.

Tabla 27. Valoración ocurrencia de falla pozo Llanito 18

POZO	FALLA	Po	BARRERAS							CONSECUENCIA					RIESGO
			1	2	3	4	5	6	7	AMBIENTAL	PERSONAS	ECONOMICA	IMAGEN DE LA EMPRESA	CLIENTES	
LLAN0018	Colapso de tubing de producción	BAJO	X							NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 10-100KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	BAJO
	Colapso de revestimiento hacia adentro del pozo	MEDIO			X	X				NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	MEDIO
	Colapso de revestimiento hacia afuera del pozo	MEDIO			X	X				NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	MEDIO
	Colapso de liner de producción hacia adentro del pozo	N/A								NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	NO APLICA
	Colapso de liner de producción hacia afuera del pozo	N/A								NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	NO APLICA
	Falla en la integridad del cemento	MEDIO			X	X				LOCALIZADO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	MEDIO
	Falla de los empaques de fondo	BAJO		X				X		NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	MEDIO
	Ruptura de tubing de producción	BAJO		X				X		NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	MEDIO
	Ruptura del revestimiento o liner de producción	MEDIO			X	X				LOCALIZADO	NINGUNA LESION	ENTRE 1-10MMUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	ALTO
	Perdida de integridad de válvula de subsuelo	N/A								NINGUN EFECTO	NINGUNA LESION	ENTRE 10-100KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	NO APLICA
	Falla de tubing hanger (rosca, penetrador (orificio del cable))	BAJO						X		MENOR	NINGUNA LESION	ENTRE 10-100KUS	LOCAL	NINGUN IMPACTO	BAJO
	Falla en el colgador o casing hanger	BAJO			X			X		MENOR	NINGUNA LESION	ENTRE 100-1000KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	MEDIO
	Falla en válvulas del cabezal del pozo	BAJO						X		MENOR	LESION LEVE (PRIMEROS AUXILIOS)	ENTRE 10-100KUS	LOCAL	NINGUN IMPACTO	BAJO
	Mala alineación de las unidades de bombeo mecánico	BAJO						X		MENOR	NINGUNA LESION	ENTRE 10-100KUS	INTERNA	NINGUN IMPACTO	BAJO
Fuga en la caja de prensa estopas	DESPRECIABLE	X							MENOR	LESION LEVE (PRIMEROS AUXILIOS)	ENTRE 10-100KUS	LOCAL	NINGUN IMPACTO	DESPRECIABLE	

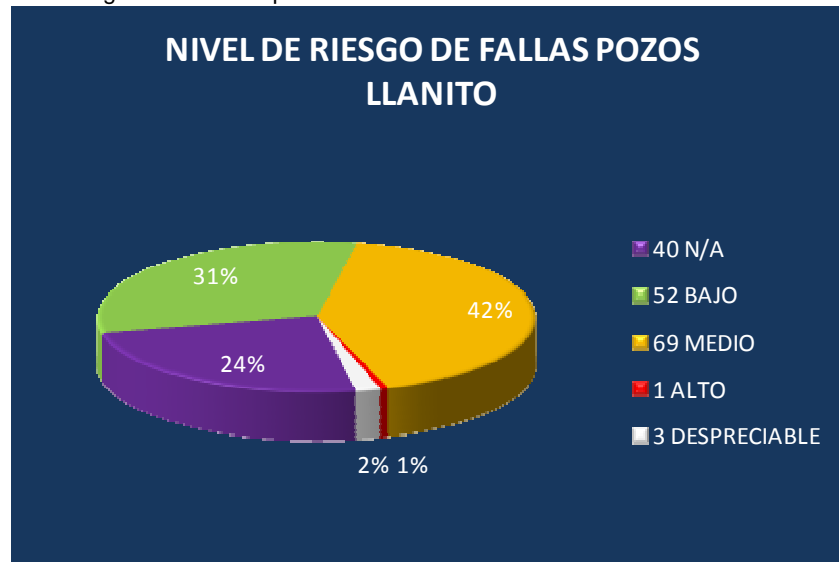
Fuente. Autores

Tabla 28. Distribución del nivel de riesgo de las fallas en el Campo Llanito

TIPO DE FALLA		NIVEL DEL RIESGO				
		N/A	BAJO	MEDIO	ALTO	DESPRECIABLE
1	Colapso de tubing de producción	0	11	0	0	0
2	Colapso de revestimiento hacia adentro del pozo	0	0	11	0	0
3	Colapso de revestimiento hacia afuera del pozo	0	0	11	0	0
4	Colapso de liner de producción hacia adentro del pozo	11	0	0	0	0
5	Colapso de liner de producción hacia afuera del pozo	11	0	0	0	0
6	Falla en la integridad del cemento	0	0	11	0	0
7	Falla de los empaques de fondo	6	1	4	0	0
8	Ruptura de tubing de producción	0	0	11	0	0
9	Ruptura del revestimiento o liner de producción	0	0	10	1	0
10	Perdida de integridad de válvula de subsuelo	11	0	0	0	0
11	Falla de tubing hanger (rosca, penetrador (orificio del cable))	0	10	0	0	1
12	Falla en el colgador o casing hanger	0	0	11	0	0
13	Falla en válvulas del cabezal del pozo	0	10	0	0	1
14	Mala alineación de las unidades de bombeo mecánico	1	10	0	0	0
15	Fuga en la caja de prensa estopas	0	10	0	0	1
TOTAL		40	52	69	1	3

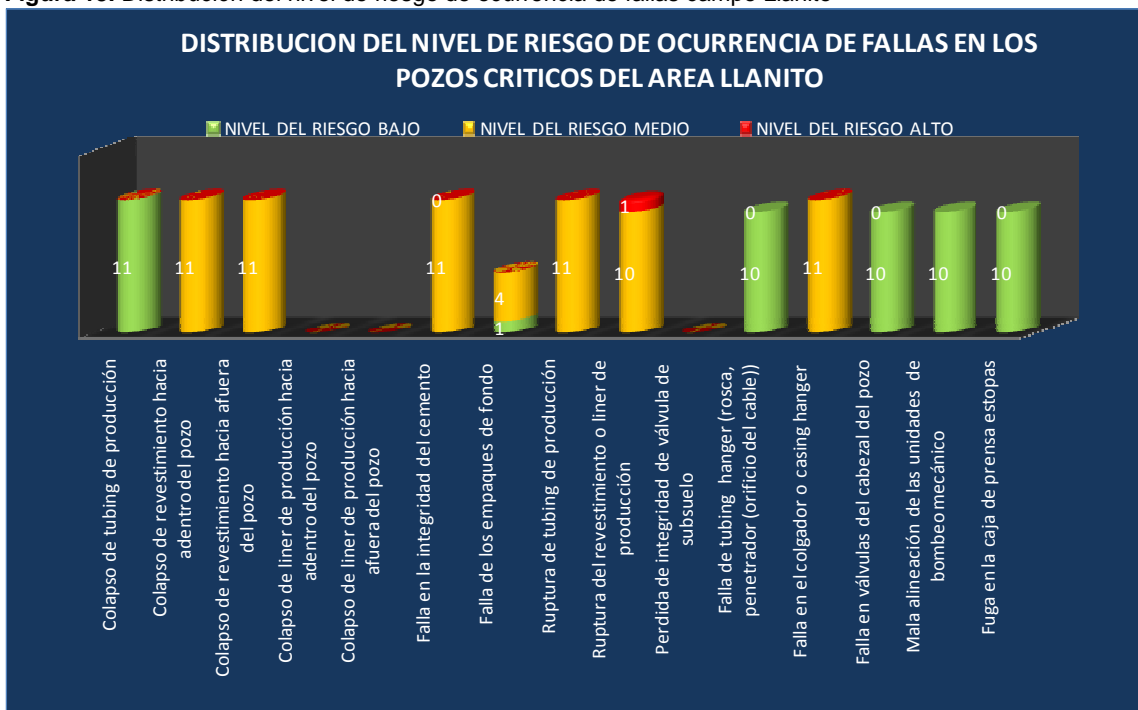
Fuente. Autores

Figura 12. Nivel de riesgo de fallas campo Llanito



Fuente. Autores

Figura 13. Distribución del nivel de riesgo de ocurrencia de fallas campo Llanito



Fuente. Autores

4.5 RESULTADOS ÁREA LISAMA

La metodología de valoración del riesgo de ocurrencia de falla fue aplicada a los 66 pozos del campo Lisama, identificando como de riesgo alto, 10 pozos en la etapa de priorización, obteniendo una valoración del riesgo de ocurrencia de cada una de las posibles fallas identificadas por cada pozo analizado.

Los resultados de la aplicación de esta metodología se observan en la Tabla 29 y la Figura 14 y

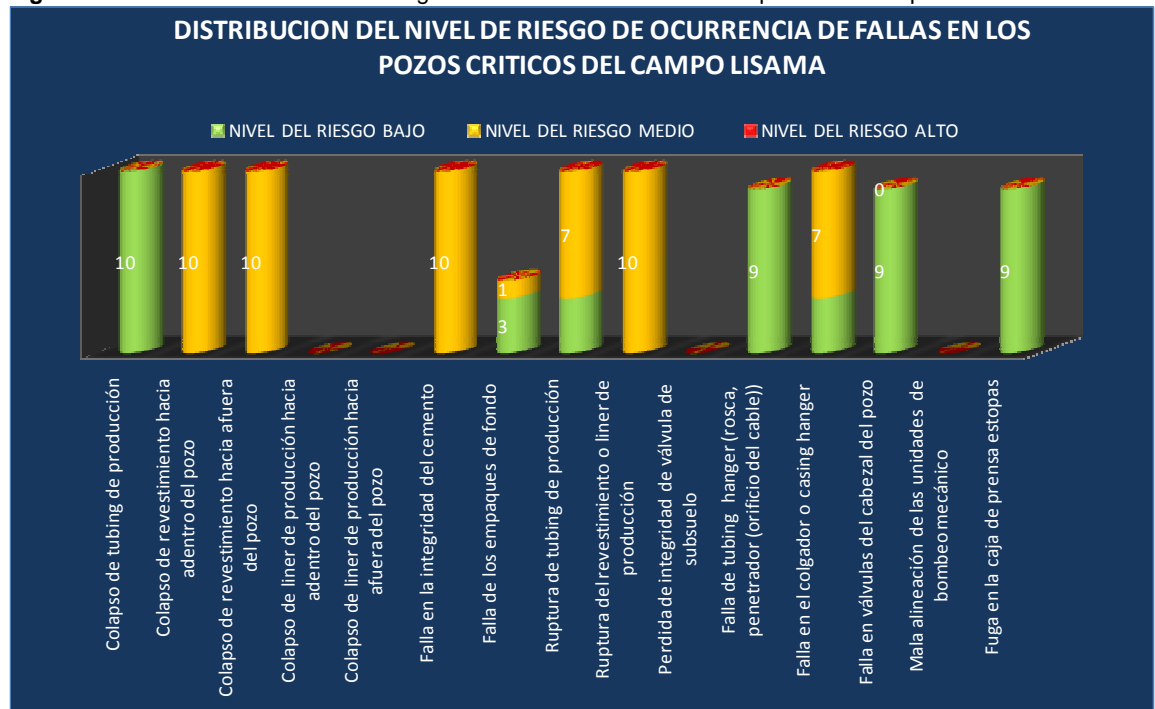
Figura 15, donde se muestra la distribución del nivel de riesgo de ocurrencia de fallas y su porcentaje.

Tabla 29. Distribución del nivel de riesgo de las fallas en el Campo Lisama

TIPO DE FALLA	NIVEL DEL RIESGO				
	N/A	BAJO	MEDIO	ALTO	DESPRECIABLE
1 Colapso de tubing de producción	0	10	0	0	0
2 Colapso de revestimiento hacia adentro del pozo	0	0	10	0	0
3 Colapso de revestimiento hacia afuera del pozo	0	0	10	0	0
4 Colapso de liner de producción hacia adentro del pozo	10	0	0	0	0
5 Colapso de liner de producción hacia afuera del pozo	10	0	0	0	0
6 Falla en la integridad del cemento	0	0	10	0	0
7 Falla de los empaques de fondo	6	3	1	0	0
8 Ruptura de tubing de producción	0	3	7	0	0
9 Ruptura del revestimiento o liner de producción	0	0	10	0	0
10 Perdida de integridad de válvula de subsuelo	10	0	0	0	0
11 Falla de tubing hanger (rosca, penetrador (orificio del cable))	0	9	0	0	1
12 Falla en el colgador o casing hanger	0	3	7	0	0
13 Falla en válvulas del cabezal del pozo	0	9	0	0	1
14 Mala alineación de las unidades de bombeo mecánico	1	0	0	0	9
15 Fuga en la caja de prensa estopas	0	9	0	0	1
TOTAL	37	46	55	0	12
	N/A	BAJO	MEDIO	ALTO	DESPRECIABLE

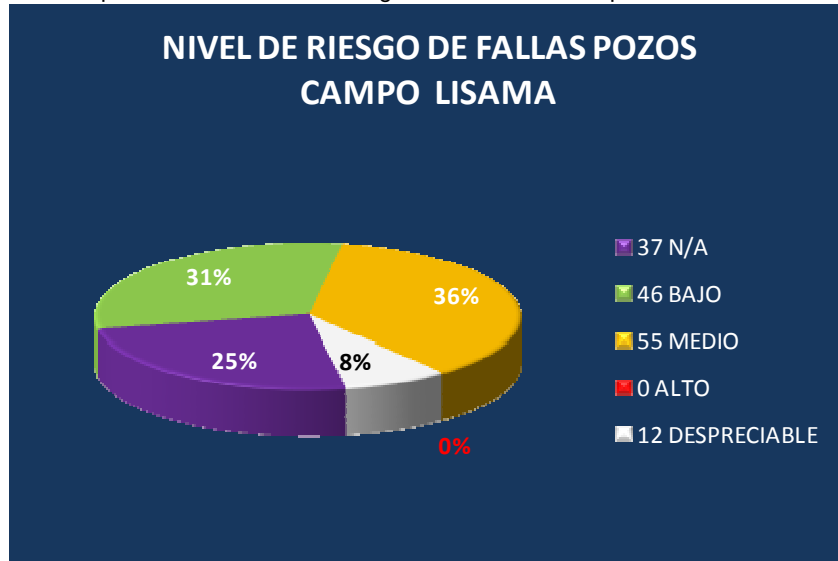
Fuente. Autores

Figura 14. Distribución del nivel de riesgo de ocurrencia de fallas en los pozos del campo Lisama



Fuente. Autores

Figura 15. Distribución porcentual del nivel de riesgo de las fallas en los pozos críticos del área Lisama



Fuente. Autores

Para los pozos del área Lisama se ha desarrollado la evaluación de probabilidad de ocurrencia de falla; aquí los resultados muestran que ninguno de los pozos es crítico y el 36% de los parámetros analizados resultaron en un nivel medio, esto indica que los planes de acción van dados a reducir estos niveles de criticidad media teniendo control sobre aquellas que resultaron bajas y despreciables.

5. DEFINICION Y EJECUCION DE LOS PLANES DE ACCION

A continuación se hará una breve explicación de la finalidad de los planes de acción dentro de esta evaluación del riesgo realizada.

Cuando se evalúa el riesgo de un equipo se establece la susceptibilidad de ese equipo al deterioro por uno o más mecanismos de falla. Una vez se ha definido el nivel de riesgo e incertidumbre, el paso a seguir es la administración del riesgo a través de la implementación de unas estrategias o plan de acción con el fin de reducir el nivel de riesgo encontrado y mejorar la integridad mecánica y desempeño funcional del equipo para que este opere bajo condiciones seguras y confiables. El plan de acción está compuesto por una serie de actividades como mitigación, inspección, cambio de metalurgia, cambio de condiciones de operación, etc.

Los elementos claves para diseñar los planes de acción son:

- ✓ Identificar las actividades claves.
- ✓ Identificar metas y objetivos.
- ✓ Identificar todas las actividades posibles de controlar.
- ✓ Seleccionar las actividades de control apropiadas.
- ✓ Definir los parámetros o metas para el control de actividades (KPI's).
- ✓ Seleccionar las medidas apropiadas de desempeño.
- ✓ Definir roles y responsabilidades.
- ✓ Desarrollar planes de implementación e inspección que incluya análisis de costo-beneficio.

De acuerdo a estos conceptos, se estructuró un listado que agrupa las acciones de mitigación que guardan correlación con los parámetros y criterios de evaluación

contemplados en la definición de la probabilidad de ocurrencia de falla. Las actividades listadas a continuación deben ser valoradas e incluidas dentro de un programa riguroso que asegure su aplicación y efectividad. Adicionalmente, se deberá realizar una reevaluación del riesgo de los equipos, y de igual forma se deben elaborar y priorizar nuevos planes de acción según los resultados encontrados, así como incluir los pozos nuevos, que vayan entrando a producción, a esta evaluación del riesgo.

El plan de mitigación contempla las siguientes actividades:

5.1 DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y SELECCIÓN DE MATERIALES

- ✓ Revisar el procedimiento para la realización del diseño de pozos contemplando las condiciones del yacimiento (temperatura, presión, desgaste e histórico de fallas del campo).
- ✓ Solicitar a las unidades de cementación, los estudios de compatibilidad del cemento con la formación.
- ✓ Instalar el cabezal del pozo de acuerdo a lo establecido en las especificaciones de la norma.
- ✓ Realizar cambio de válvulas de acuerdo a las condiciones operacionales del pozo.
- ✓ Rediseñar sarta de tubería de producción.
- ✓ Rediseñar sarta de varilla.
- ✓ Rediseñar la unidad de bombeo.

5.2 PRUEBAS INICIALES Y VERIFICACIÓN

- ✓ Diseñar procedimiento de almacenamiento y corrida de tubería.
- ✓ Aplicar el procedimiento de almacenamiento y corrida de tubería (mantenimiento de pozo).
- ✓ Realizar auditoria para el proceso de almacenamiento y corrida de tubería.

- ✓ Realizar la prueba de presión hidrostática a 1,5 veces la presión de operación del pozo (reportar su realización).
- ✓ Realizar prueba de compresibilidad del cemento en superficie.
- ✓ Realizar pruebas de desempeño y presión en las válvulas del árbol de navidad y realizar prueba de integridad de sellos del tubing hanger (reportar su realización).
- ✓ Realizar prueba hidrostática de la caja prensa estopa (reportar su realización).

5.3 CONDICIONES DEL MEDIO

- ✓ Evaluar la agresividad del fluido (Fisicoquímicos, bacterias).
- ✓ Evaluar la agresividad del fluido anular (Fisicoquímicos, bacterias).
- ✓ Establecer procedimiento de drenaje en cabeza de pozo.
- ✓ Evaluar el nivel de estabilidad de suelo.
- ✓ Realizar la ejecución de obras para asegurar la estabilidad del terreno para trabajo de pozo.
- ✓ Realizar inyección de químico para mejorar la separación de la emulsión y el perfil de flujo.

5.4 INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

- ✓ Alimentar los reportes de trabajo y la base de datos de pozo con los cambios y/o modificaciones realizados a los diferentes componentes del pozo.
- ✓ Evaluar la necesidad de cambio de tubería de acuerdo a la agresividad del fluido.
- ✓ Implementar programa de tratamiento químico en el pozo para el control de bacterias.
- ✓ Implementar programa de tratamiento químico en el pozo para el control de la corrosión.
- ✓ Implementar programa de tratamiento químico en el pozo para el control de la formación de *scale*.

- ✓ Implementar programa para el control de asfaltenos.
- ✓ Implementar programa para el control de parafinas.
- ✓ Monitoreo de corrosión y/o incrustaciones por gravimetría.
- ✓ Reportar los resultados de la inspección visual y mecánica de la tubería en el próximo trabajo de pozo.
- ✓ Realizar inspección visual de tubing hanger
- ✓ Realizar cambio del tubing hanger.
- ✓ Cargar información en base de datos de los históricos de falla de los diferentes componentes de pozo.
- ✓ Realizar toma de registro para verificar el estado del cemento.
- ✓ Conectar el revestimiento al sistema de protección catódica.
- ✓ Inspeccionar el estado mecánico del árbol de navidad (cabezal, tubing hanger).
- ✓ Definir y ejecutar un programa de mantenimiento e inspección de sellos, caja de empaques y barra lisa.
- ✓ Realizar corrida del registro para determinar la desviación del pozo.
- ✓ Establecer un procedimiento de gestión documental para salvaguardar la información del pozo desde el diseño hasta su abandono.
- ✓ Realizar inspección y mantenimiento del sistema de levantamiento.
- ✓ Diseñar y ejecutar programas de limpieza para control de arenas y/o sólidos.

5.5 CONDICIONES OPERACIONALES

- ✓ Establecer programa de monitoreo de presiones en línea.
- ✓ Establecer programa de monitoreo de presiones *in situ* (información del recorrido de pozos por día).
- ✓ Aplicar la metodología de análisis de causa raíz para determinar las causas y soluciones más apropiadas para mitigar el golpe de fluido.
- ✓ Realizar espaciamiento de la bomba.
- ✓ Utilizar centralizadores en la sarta de varilla en los pozos con alta desviación.
- ✓ Utilizar sistemas de rotadores de tubería en los pozos con alta desviación.

- ✓ Diseñar y aplicar un programa de tratamiento químico para ser utilizado en las inactividades temporales del pozo.
- ✓ Verificar que las operaciones de cañoneo estén bajo especificaciones de la norma (5 a 12 tiros por pie).
- ✓ Realizar adecuación de la locación del pozo con nivel de seguridad.
- ✓ Definir procedimiento para manejo de válvulas.
- ✓ Actualizar los planes de contingencia de pozo.
- ✓ Capacitar a los trabajadores en el manejo de procedimientos.
- ✓ Certificar las competencias de los trabajadores.
- ✓ Realizar análisis de causa raíz para determinar las causas y soluciones más apropiadas para mitigar las fallas en la barra lisa.
- ✓ Alinear la unidad de bombeo.
- ✓ Diseñar y aplicar los instructivos y procedimientos operacionales del pozo.
- ✓ Elaborar, actualizar y cumplir el manual de funciones y responsabilidades.
- ✓ Realización de HAZOP al pozo.
- ✓ Verificar que el régimen de flujo este de acuerdo con las condiciones del fluido.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La implementación del modelo de Integridad de Pozos proporciona un medio para mejorar la seguridad de los equipos priorizando su riesgo y focalizando la asignación de recursos efectivamente. A continuación se presentan los aspectos más relevantes de este estudio:

Según la valoración inicial del riesgo, se tienen definidos como pozos críticos 11 para el campo Llanito y 10 para el campo Lisama. Al realizar la evaluación del riesgo de ocurrencia de falla, el pozo Llanito 18 es aquel que se define como riesgo alto y es importante que se apliquen acciones de mitigación del riesgo.

Adicionalmente, la valoración de riesgo y la implementación de los planes de acción enumerados en este estudio permiten:

- ✓ Identificar y analizar eventos reales y potenciales que puedan resultar en incidentes y/o accidentes.
- ✓ Examinar la probabilidad y severidad potencial de los accidentes.
- ✓ Proveer una estructura para seleccionar e implementar actividades de reducción del riesgo.
- ✓ Evaluar el desempeño del programa con la meta de mejora continua.
- ✓ La definición del modelo de gestión de integridad de pozos en producción permite contar con una herramienta semicuantitativa para la valoración del riesgo de ocurrencia de falla en el principal activo operativo de los campos de producción.

- ✓ La implementación del modelo de gestión de integridad de pozos proporciona la posibilidad de mejorar la seguridad de los pozos y priorizar acciones de mitigación y recursos hacia los componentes más críticos en función al riesgo evaluado a través de este modelo.

A continuación se proponen unas recomendaciones generales encaminadas a reducir el riesgo de ocurrencia de falla:

- ✓ Debe asegurarse la inclusión de los pozos nuevos (recién perforados) en la base de datos de los campos así como el procedimiento para el muestreo inicial y así obtener los datos de agresividad del fluido, ubicación y demás parámetros para la evaluación del riesgo.
- ✓ Como acción general para los campos Llanito y Lisama se tiene la implementación de un programa de evaluación de la corrosión que incluya la instalación de cupones en todos los pozos, además de un estudio de variables fisicoquímicas para todos estos pozos productores, con el fin de tomar acciones en algunos casos que presenten corrosión y ante la presencia, últimamente, de H₂S en algunos pozos de ambos campos. Dicho monitoreo daría un valor más acertado de las velocidades de corrosión del fluido producido no evaluado por modelo sino de manera directa.
- ✓ Se hace necesaria una evaluación del estado del casing y del cemento de los pozos críticos de ambos campos mediante registros con el fin de mitigar el riesgo de alguna posible falla.
- ✓ Realizar pruebas de verificación del estado del casing y del cemento en los pozos críticos de ambos campos, teniendo en cuenta posibles consecuencias ambientales que se pueden presentar ya que estos pozos tienen muchos años en producción, adicionalmente tener en cuenta la importancia que tiene este

tipo de registros para realizarlos posteriormente en los pozos con riesgo medio o moderado.

- ✓ Se hace necesario un análisis de causa raíz a las múltiples fallas en los pozos con bombeo mecánico y con PCP, buscando dar solución a los problemas crónicos utilizando la experiencia interna de la compañía y así reducir y aumentar la confiabilidad de estos sistemas de producción.
- ✓ Se establece la necesidad de un proceso adecuado de control de pozos para evitar posibles inconvenientes operacionales y ambientales debido a la gran cantidad de pozos inactivos y abandonados de manera no convencional.
- ✓ Realizar un plan de abandono convencional de pozos para aquellos pozos que fueron abandonados de manera no convencional, o se encuentran inactivos.
- ✓ Realizar una serie de capacitaciones y mediciones de competencias de los trabajadores con el fin de reforzar la importancia de tener todos los archivos y bases de datos de los pozos actualizados, mostrando que dicha actualización permite la toma y el análisis de decisiones.

BIBLIOGRAFÍA

ECOPETROL S.A. Análisis de colapsos de los campos Galán y Casabe. Informe Técnico. ECOPETROL.

ECOPETROL S.A. Estudio integrado de yacimientos campo Lisama. Informe Técnico. ECOPETROL; 2003.

ECOPETROL S.A. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala. Informe Técnico. ECOPETROL; 2003.

ECOPETROL S. A. Manual del modelo de gestión de integridad de activos estáticos – GIAE de la VPR. - ECP–VPR–M–001. 2007. 42 p.

ECOPETROL S. A. Uso de la matriz de valoración de Riesgos – RAM. ECP- DRI-I-007. 2008. 13 p.

ECOPETROL – INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central. Informe Técnico. ECOPETROL; 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito. Informe Técnico. ECOPETROL; 2008

NORSOK. Well integrity in drilling and well operations. Standard D-10. Noruega: 2004. 162 p.