

**ELABORACIÓN DE UN PLAN DE ANÁLISIS, PREVENCIÓN Y CONTROL DE
RIESGOS DE INTEGRIDAD EN LOS POZOS DE TRES CAMPOS DEL
PIEDEMONTTE LLANERO**

**DANIELA BERNAL ALVARADO
JUAN FELIPE GÓMEZ VILLALOBOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

ELABORACIÓN DE UN PLAN DE ANÁLISIS, PREVENCIÓN Y CONTROL DE
RIESGOS DE INTEGRIDAD EN LOS POZOS DE TRES CAMPOS DEL
PIEDEMONTE LLANERO

DANIELA BERNAL ALVARADO
JUAN FELIPE GÓMEZ VILLALOBOS

Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
RICARDO ANDRÉS ROJAS MORENO
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020

Nota de Aceptación

Ing. Laydy Paola Mora Parrado

Ing. Oscar Armando Arenas Mantilla

Bogotá D.C., Febrero del 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrado (E)

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

La gratitud me permitió enamorarme de la vida que ya tengo y de que la que
estoy alcanzando.
Gracias Lulú, Juani, Cami, y Papá.

Y, por supuesto, gracias a ti Gordo.
Daniela Bernal Alvarado

A mis padres Piedad y Jorge, por acompañarme en cada momento de este proceso, apoyándome y dándome su amor incondicional.

A mis hermanos Juan Sebastián y Juan David, por estar presentes, mostrándome siempre el lado positivo de las cosas.

A mi sobrina Antonia, por siempre impulsarme a ser mejor ser humano

A mi compañera de tesis, amiga y confidente Daniela por siempre estar allí, mostrándome que las mejores amistades de la vida pueden ocurrir en cualquier momento.

Finalmente, Cami, Julieth, y Mafe, gracias por haber hecho parte de esta etapa.

Juan Felipe Gómez Villalobos

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias, por el amor, el apoyo y la compañía que hemos recibido incondicionalmente.

A Ecopetrol S.A., por haber puesto a nuestra disposición el equipo de trabajo y las herramientas necesarias para dar alcance a este proyecto.

Al Ing. Ricardo Rojas, por haber depositado un voto de confianza en nosotros y por dedicarnos su tiempo, su compañía y su conocimiento.

Al Ing. Andrés Ramírez, por la invaluable disposición para orientarnos en la consecución de objetivos.

A la Fundación Universidad de América, por brindarnos el acompañamiento para direccionar esta investigación.

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	22
INTRODUCCIÓN	24
1. MARCO TEÓRICO	28
1.1 GENERALIDADES DE LOS TRES CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO	28
1.1.1 Historia de los campos	28
1.1.2 Marco Geológico.	29
1.1.2.1 Columna estratigráfica	29
1.1.2.2 Geología estructural	29
1.1.2.3 Geología del petróleo	31
1.1.3 Historia de producción de los campos.	32
1.1.3.1 Tiempos y datos de producción.	32
1.1.3.2 Características de yacimiento.	33
1.1.4 Historia de integridad en los campos de estudio.	34
1.2 GENERALIDADES SOBRE LA INTEGRIDAD DE POZOS	34
1.2.1 Barreras de integridad de pozos.	34
1.2.1.1 Filosofía sobre el número de barreras del pozo.	35
1.2.1.2 Verificación de barreras de pozo.	35
1.2.1.3 Monitoreo de barreras de pozo.	35
1.2.2 Integridad en el diseño, perforación y completamiento.	36
1.2.2.1 Objetivos de integridad en el diseño de pozos.	36
1.2.2.2 Objetivos de integridad en la perforación y completamiento de pozos.	36
1.2.3 Presiones anulares.	36
1.2.4 Límites operacionales para la integridad de pozo.	37
1.2.4.1 Límite de diseño seguro – MAASP.	37
1.2.4.2 Límite operativo seguro – MAWOP.	38
1.2.4.3 Límite normal operativo – MOP	38
1.2.5 Evaluación de riesgos de integridad de pozos.	38
1.2.5.1 Clasificación de los riesgos de integridad.	38
2. METODOLOGÍA Y DATOS	39
2.1. MATRIZ PARA EL ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DE ESTUDIO	40
2.1.1 Información de entrada y análisis de susceptibilidad.	40
2.1.1.1 Información general del pozo.	40
2.1.1.2 Parámetros de susceptibilidad	40
2.1.1.3 Impactos.	51

2.1.1.4 Análisis de susceptibilidad y matriz de priorización	53
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	55
3.1 ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DEL NIVEL DE PRIORIZACIÓN DE RIESGO	55
3.1.1 Matrices como herramienta de evaluación.	55
3.1.2 Aporte de los parámetros de susceptibilidad de falla a la asignación de los niveles de priorización de riesgo.	56
3.1.3 Aporte de las categorías de impacto a la asignación de los niveles de priorización de riesgo.	57
3.2 SELECCIÓN DE LA MUESTRA DE POZOS DE ESTUDIO MÁS REPRESENTATIVOS	58
3.3 DEFINICIÓN DE LAS CATEGORÍAS DE SUSCEPTIBILIDAD DE FALLA E IMPACTO	58
3.4 ACTUALIZACIÓN DE LOS NIVELES DE RIESGO PARA LOS POZOS DE ESTUDIO	65
3.4.1 Desglose generalizado de los parámetros de susceptibilidad de falla y de las categorías de impacto	67
3.4.1.1 Análisis de las variables con calificación asignada promedio superior a tres	69
3.4.1.2 Columnas de valoración de susceptibilidad de falla y valoración de impacto	72
3.4.2 Desglose de parámetros de susceptibilidad de falla y categorías de impacto para pozos críticos	72
3.4.2.1 Frecuencia de priorización de riesgo según parámetros de susceptibilidad de falla en pozos críticos	75
3.5 ESTRATEGIAS Y RECOMENDACIONES PARA LA PREVENCIÓN Y EL CONTROL DE LOS RIESGOS IDENTIFICADOS EN LOS CAMPOS DE ESTUDIO	78
3.5.1 Plan de acción generalizado para el caso de estudio	78
3.5.2 Estrategias y recomendaciones para los pozos hallados en condición crítica	82
4. CONCLUSIONES	89
5. RECOMENDACIONES	91
BIBLIOGRAFÍA	92
ANEXOS	98

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Columna estratigráfica del Piedemonte Llanero	30
Figura 2. Evaluación de la agresividad de corrosión.	44
Figura 3. Matriz de priorización y niveles de priorización.	54
Figura 4. Estado mecánico del pozo A13.	59
Figura 5. Matriz de priorización de riesgo con indicación de zonas de mayor criticidad.	69
Figura 6. Plan para el manejo y la gestión de la integridad de pozos.	79
Figura 7. Priorización de evaluación de parámetros de susceptibilidad, según la tendencia de falla determinada en el caso de estudio.	80

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Datos de producción para los campos de estudio.	32
Tabla 2. Propiedades petrofísicas para los campos A, B y C.	33
Tabla 3. Propiedades de los fluidos para los campos A, B, y C.	33
Tabla 4. Naturaleza de las tuberías de producción en los campos A, B y C.	60
Tabla 6. Discriminación de las recomendaciones para los parámetros de susceptibilidad de falla de carácter más crítico para los pozos hallados en priorización “Alta”.	85
Tabla 7. Discriminación de las recomendaciones para los parámetros de susceptibilidad de falla de carácter más crítico para el pozo A24.	88

LISTO DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Distribución de la priorización de riesgos.	66
Gráfica 2. Actualización de los niveles de riesgo en los pozos de los campos de estudio.	66
Gráfica 3. Promedio de priorización de riesgo, según parámetros de susceptibilidad de falla.	68
Gráfica 4. Promedio de priorización de riesgo, según categorías de impacto.	69
Gráfica 5. Promedio de priorización de riesgo, según parámetros de susceptibilidad de falla en pozos con nivel de priorización de riesgo “Alto”.	73
Gráfica 6. Promedio de priorización de riesgo, según categorías de impacto en pozos con nivel de priorización de riesgo “Alto”.	73
Gráfica 7. Frecuencia de priorización de riesgo según parámetros de susceptibilidad de falla en pozos con nivel de priorización de riesgo “Alto”.	76

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Número mínimo de barreras para diferentes escenarios.	35
Cuadro 2. Interpretación de la escala de colores y valoraciones a asignar	41
Cuadro 3. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el tipo de sistema de levantamiento artificial.	41
Cuadro 4. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el tiempo de construcción del pozo.	42
Cuadro 5. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el tiempo de inactividad del pozo.	43
Cuadro 6. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el número de intervenciones del pozo en los últimos cinco años.	43
Cuadro 7. Valoración del nivel de probabilidad de falla según la agresividad de corrosión del fluido del pozo.	44
Cuadro 8. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el resultado del monitoreo en cabeza de pozo.	45
Cuadro 9. Valoración del nivel de probabilidad de falla según la existencia de la barrera cemento.	46
Cuadro 10. Valoración del nivel de probabilidad de falla según la calidad de la barrera cemento.	47
Cuadro 11. Valoración del nivel de probabilidad de falla según pérdida de espesor del revestimiento.	48
Cuadro 12. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el daño mecánico del revestimiento.	48
Cuadro 13. Valoración del nivel de probabilidad de falla según la estabilidad de la formación.	48
Cuadro 14. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el estado y calidad de las válvulas de superficie.	49
Cuadro 15. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el tipo de recobro del pozo.	50
Cuadro 16. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el nivel de influencia del patrón de recobro.	51
Cuadro 17. Valoración del nivel de gravedad según las categorías de impactos de los riesgos de integridad materializados.	52
Cuadro 18. Análisis de susceptibilidad e impactos para la obtención del nivel de priorización.	53
Cuadro 19. Matriz de priorización y niveles de riesgo	65

Cuadro 20. Clasificación de los parámetros de susceptibilidad de falla según la relevancia reflejada en los resultados hallados para la totalidad de los pozos.	70
Cuadro 21. Clasificación de las categorías de impacto según la relevancia reflejada en los resultados hallados para la totalidad de los pozos.	70
Cuadro 22. Clasificación de los parámetros de susceptibilidad de falla según la relevancia reflejada en los resultados hallados para los pozos críticos.	74
Cuadro 23. Clasificación de las categorías de impacto según la relevancia reflejada en los resultados hallados para los pozos críticos.	74

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Mapa de Localización del Piedemonte Llanero, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.	98
Anexo B. Curvas de producción acumuladas.	99

ABREVIATURAS

ALARP	Tan bajo como sea razonablemente posible (as low as reasonably practicable)
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BPD	Barriles por día
BBL	Barriles
CBL	Cement bond logging
DHSV	Válvula de seguridad de subsuelo (downhole safety valve)
EHH	Riesgo extremadamente alto (extremely high hazard)
ft	Pies
GPC	Miles de millones de pies cúbicos a condiciones estándar
HH	Riesgo alto (high hazard)
ICP	Instituto Colombiano del Petróleos
LH	Riesgo bajo (low hazard)
MAASP	Máxima presión anular permitida en superficie (maximum allowable annulus surface pressure)
MAWOP	Máxima presión en cabeza de pozo permitida durante la operación (maximum allowable wellhead operating pressure)
mD	Milidarcy
MH	Riesgo medio (medium hazard)
MOP	Máxima presión operativa (maximum operational pressure)
MPCD	Millones de pies cúbicos a condiciones estándar, por día
mpy	Mils por año (mils per year)
RAM	Matriz de evaluación de riesgos (risk assesment matrix)
SCP	Presión sostenida en los anulares (sustained casing pressure)
ppm	Partes por millón
psi	Libra por pulgada cuadrada
WIMS	Sistema de gestión de la integridad de pozos (well integrity management system)

GLOSARIO

Los términos que se presentan en el glosario a continuación fueron revisados por los autores, en la Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS – Well Integrity Management System, de Ecopetrol S.A.¹

ALARP (As Low As Reasonably Practicable) (Tan Bajo Como Sea Razonablemente Práctico): implementación de medida de reducción del riesgo hasta que el costo (incluyendo tiempo, costos de capital u otros recursos) de una mayor reducción es desproporcional con la reducción del efecto del riesgo potencial alcanzada implementando alguna medida adicional. Debe entenderse que cuando un riesgo es llevado al nivel ALARP, necesariamente cumple los requisitos de riesgo tolerable. El nivel ALARP es un nivel más bajo o a lo sumo igual al riesgo tolerable.

ANÁLISIS DE RIESGO: uso estructurado de la información disponible para identificar peligros y describir riesgos.

ANOMALIA DE INTEGRIDAD: la posible pérdida de una barrera, la desviación de lo que se considera normal, la desviación de un comportamiento de presión predicho, o el cambio de la composición de un fluido que pueda afectar negativamente las barreras del pozo. Condición que difiere de lo que se esperaba o es típico o lo que fue predicho por un modelo.

ANULAR A: anillo entre la tubería de producción y el revestimiento de producción.

ANULAR B: anillo entre el revestimiento de producción y el revestimiento intermedio.

ANULAR C: anillo entre el revestimiento intermedio y el revestimiento de superficie.

BARRERA DE POZO PRIMARIA: barrera que se encuentra expuesta al fluido de formación y por lo tanto la que primero contiene el movimiento no controlado de este hacia la superficie o hacia otra formación dentro del pozo.

BARRERA DE POZO SECUNDARIA: barrera que no se encuentra expuesta al fluido de formación y que provee redundancia en caso de falla o ruptura en la barrera primaria.

¹ ECOPETROL S.A. Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS – *Well Integrity Management System*. [Base de datos en línea]. 2019, p. 138-142. Consultado el 10 de julio de 2019.

BARRERA DE POZO: conjunto de elementos de barrera que conforman una envolvente en el pozo, capaz de prevenir el movimiento no controlado de fluidos de formación hacia la superficie y hacia otras formaciones, incluyendo los acuíferos que haya atravesado el pozo. Los términos “Barrera” o “Barrera Envolvente” tienen el mismo significado en este documento. Sistema de uno o varios elementos de barrera dependientes que contienen fluidos dentro de un pozo para prevenir flujo incontrolado dentro o fuera del pozo.

ELEMENTO CRÍTICO DE SEGURIDAD: parte de la instalación o planta que es esencial para mantener la seguridad e integridad de la instalación.

ELEMENTO DE BARRERA COMUN: elemento o componente que es compartido, y que por lo tanto hace parte tanto de la barrera primaria como de la secundaria.

ELEMENTO DE BARRERA DE POZO: elemento físico que en sí mismo no impide el flujo, pero en combinación con otros elementos de barrera, forman una barrera de pozo.

EVALUACIÓN DE RIESGO: proceso de realizar una evaluación integral que incluye: establecimiento del contexto, desempeño del análisis de riesgo, evaluación de riesgo, y asegurar que la comunicación y consultas, monitoreo y revisión de actividades, sean adecuadas dentro de las metas establecidas.

FALLA: estado anormal e indeseable de un elemento del sistema inducido por un comando inapropiado o por la ausencia de uno apropiado.

FORMACIÓN GEOLÓGICA: sedimento o roca, o grupo de sedimentos o grupo de rocas, las cuales comúnmente son agrupadas por geólogos de acuerdo a tipos y edades similares en formaciones nombradas.

FUGA: movimiento involuntario y del mismo modo indeseado de fluidos, ya sea hacia o desde un recipiente o de fluidos contenidos en el sistema.

INCIDENTE DE CONTROL DE POZO: incidente o evento en el cual el daño de barreras o el daño en la activación de barrera, resulta en un flujo no intencional de fluidos de formación del pozo en otra formación, o al medio ambiente externo.

INTEGRIDAD DE POZOS: aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizacionales para reducir el riesgo de liberación descontrolada de fluidos de formación y fluidos de pozo a través del ciclo de vida del mismo.

LÍMITES DE OPERACIÓN DE POZO: combinación de criterios establecidos por el operador para determinar la integridad aceptable del pozo durante la vida útil del mismo.

LIMITES OPERATIVOS: arreglo de criterios establecidos o límites más allá de los cuales el dispositivo o proceso no debería operar o debe ser monitoreado con mayor frecuencia.

MONITOREO: observación de los parámetros operativos del pozo, vía instrumentación, en una frecuencia predefinida para asegurar que estos se mantengan en los límites operativos.

OPERACIÓN O ACTIVIDAD CRÍTICA: operaciones o actividades que potencialmente pueden causar serios daños o incluso muerte en el caso de las personas, contaminación significativa del medio ambiente o pérdidas financieras sustanciales.

PELIGRO: fuente de daño potencial o situación con potencial de causar pérdidas (cualquier tipo de consecuencia negativa).

POZO ABANDONADO DEFINITIVAMENTE: pozo que se encuentra aislado con una barrera primaria y una barrera secundaria debidamente probadas y en los que el operador no tiene interés de ingresar nuevamente. Para este tipo de abandono se requiere la remoción del cabezal, en las situaciones que aplique.

POZO ACTIVO: pozo que se encuentra en operación, sea produciendo, inyectando, monitoreando o cumpliendo algún servicio. Se considera un pozo inactivo, cuando por alguna razón operativa el pozo es cerrado a producción/inyección y presenta una o dos válvulas cerradas y bloqueadas en la dirección de flujo.

POZO INACTIVO: pozo terminado que ha prestado algún servicio y que no lo está prestando en el momento. Puede ser reutilizado posteriormente con algún fin, razón por la cual se encuentra aislado, con una o más válvulas cerradas en la dirección del flujo.

POZO SUSPENDIDO: pozo perforado sin terminar, o a un pozo perforado y terminado que no ha prestado un servicio, o a un pozo terminado que ha prestado algún servicio y que no lo está prestando en el momento; y que requiere un elemento de barrera en fondo adicional al de un pozo inactivo, para proteger su integridad. El pozo no debe permanecer suspendido indefinidamente y debe tener un plan para su reactivación o su abandono temporal o definitivo

PRESIÓN ANORMAL: zonas donde la presión de poro está por encima de la presión hidrostática regional normal.

PRESIÓN DE INTEGRIDAD: término colectivo para describir la fuerza de la formación. Dicha fuerza se encuentra dentro del intervalo entre la presión de fractura y la presión de cierre de fractura.

PRUEBA DE INTEGRIDAD: se refiere a una prueba de presión positiva, generalmente de 1,2 veces la presión de operación esperada, que se mantiene constante sin observar fugas. Se pueden utilizar otras pruebas de diagnóstico para demostrar la integridad mecánica.

PRUEBA DE PRESIÓN: aplicación de presión diferencial para detectar fugas en una barrera de pozo, elemento de barrera de pozo u otros objetos que están diseñados para confinar fluidos presurizados (líquido o gas).

RAM: herramienta para la evaluación de los riesgos y para su clasificación.

RIESGO EN NIVEL ALARP: es el nivel de riesgo en el que el costo de continuar reduciendo el riesgo residual es desproporcionado en comparación con el beneficio que se obtendría. El principio ALARP se origina en el hecho de que, para llevar el riesgo residual a cero, sería necesario emplear recursos económicos, tiempo y esfuerzo que resultarían ampliamente desmedidos con respecto al beneficio obtenido, aunque en algunos casos el nivel ALARP puede ser cero. ALARP no es una medida cuantitativa de beneficio contra perjuicio, sino una práctica de juicio para obtener un equilibrio entre riesgo y beneficio.

RIESGO: producto de combinar la probabilidad de que un evento específico indeseado ocurra y la severidad de las consecuencias. Combinación de consecuencias de un evento y su relación con la probabilidad de ocurrencia.

VERIFICACIÓN: examinación, prueba, auditoría o revisión para confirmar que una actividad, producto o servicio esté de acuerdo con los requisitos especificados.

RESUMEN

TITULO: ELABORACIÓN DE UN PLAN DE ANÁLISIS, PREVENCIÓN Y CONTROL DE RIESGOS DE INTEGRIDAD EN LOS POZOS DE TRES CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO.

DESCRIPCIÓN: La iniciativa de elaborar un plan de análisis, prevención y control de riesgos de integridad en los pozos de tres campos del Piedemonte Llanero, está en la búsqueda de generar un canal a través del cual se aseguren las condiciones que propicien la estabilidad de los pozos y la prevención de futuros incidentes. A través de este proyecto de investigación, se realizó el análisis completo de integridad del ciclo de vida de ochenta y cuatro (84) pozos activos, inactivos y suspendidos del Piedemonte Llanero evaluando la historia del pozo, agresividad de la corrosión producida por el fluido del pozo, revisando los monitoreos realizados en cabeza de pozo, parámetros de susceptibilidad como la calidad del cemento, calidad del revestimiento, estabilidad de formación, estado de las válvulas de superficie, afectación por recobro y el impacto ocasionado por la condición de dichos componentes. Realizada la etapa de análisis, se definieron las categorías de susceptibilidad de falla de acuerdo con los problemas de integridad identificados, a partir de los cuales se actualizaron los niveles de riesgo de los pozos de estudio, a través una herramienta conocida como *Matriz de evaluación de susceptibilidad de falla de pozos*. Se obtuvo que el 35% de los pozos adquirieron un nivel de priorización de riesgo más bajo, donde se observó además que los parámetros de susceptibilidad más críticos corresponden al tipo de sistema de levantamiento, número de intervenciones, calidad del cemento y estabilidad de la formación, así como los impactos a personas y reputación. Además, se obtuvo que el 88% de los pozos se encuentran en nivel de priorización “Medio”, y 12% en nivel de priorización de riesgo “Alto”. De allí, que se formuló un plan generalizado aplicable a la totalidad de los pozos, así como las recomendaciones específicas para los casos particulares en condición más crítica.

PALABRAS CLAVE: Riesgo integridad, ciclo vida pozo, control pozo, Piedemonte Llanero, plan análisis.

ABSTRACT

TITLE: ELABORATION OF AN ANALYSIS, PREVENTION AND CONTROL PLAN FOR INTEGRITY RISKS IN THE WELLS OF THREE FIELDS AT PIEDEMONTE LLANERO.

DESCRIPTION: The elaboration of an analysis, prevention and control plan for integrity risks, in the wells of three fields at Piedemonte Llanero, is an initiative directed to generate a channel through which stability well conditions and prevention of future incidents can be ensured. This research project, provides an analysis of the whole well life cycle integrity in eighty-four (84) active, inactive, and suspended wells, through the evaluation of the well history, corrosion aggressiveness produced by well fluids, wellhead monitoring, susceptibility parameters such as cement quality, casing quality, formation stability, surface valves status, EOR effects, and the impact caused by the conditions of these components. Completed the analysis stage, susceptibility categories were defined, in accordance with the integrity problems identified, for the final update of the risk levels for the wells being studied, through a tool known as the *Well failure susceptibility evaluation matrix*. It was obtained that 35% of the wells acquired a lower level of risk prioritization, where it was further observed that the most critical susceptibility parameters correspond to the type of lifting system, number of interventions, cement quality and formation stability, as well as impacts on people and reputation. In addition, it was obtained that 88% of the wells are in the "Medium" prioritization level, and 12% in the level of risk prioritization "High". Hence, a widespread plan was formulated applicable to all wells, as well as specific recommendations for particular cases in the most critical condition.

KEYWORDS: Integrity risk, well life cycle, well control, Piedemonte Llanero, analysis plan.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el territorio colombiano enfrenta grandes retos orientados a diseñar pozos en los que se garanticen condiciones seguras y duraderas de operación. La implementación de un plan de manejo de integridad de pozos está motivada por una serie de eventos que ejemplifican cómo se ha visto comprometida la seguridad y la sostenibilidad operacional, producto de una limitada visibilidad, que a su vez impide tomar acciones preventivas a tiempo, sobre las anomalías que pueden presentarse en los pozos de un campo petrolero.

El reconocimiento de la importancia de la integridad total de los pozos se ha extendido a lo largo de los últimos años, como parte clave de la seguridad en las operaciones. En la actualidad, una cantidad importante de investigaciones han estado orientadas hacia la búsqueda de soluciones que generen mejoras concernientes tanto al diseño, como a los procedimientos en la industria petrolera, y que garanticen sostenibilidad operacional durante el diseño completo del ciclo de vida de los pozos. El presente proyecto, de acuerdo con los antecedentes en materia de integridad de pozos, tomó como punto de partida tres documentos que profundizan en las causas que generan riesgos asociados a anomalías presentadas en la integridad de pozos, y en los que se realiza la evaluación de las consecuencias de la pérdida de integridad y la determinación de posibles acciones a tomar para controlar y mitigar el riesgo*.

Para asegurar el control activo y permanente del comportamiento de los pozos, en la búsqueda de mitigar el riesgo potencial de fugas no intencionales de fluidos al medio ambiente, se han llevado a cabo estudios internacionales, de carácter integral, en donde se identifican los problemas raíz de la situación, se evalúan las consecuencias y riesgos que estas causas-raíz generan, y se plantean posibles acciones a tomar. Colombia, al igual que todos los países que presentan actividad en el sector petrolero, debe poner su atención en la integridad de los componentes de las barreras de los pozos, pues estos son continuamente amenazados, y requieren de vigilancia continua y estable.

La Cuenca del Piedemonte Llanero, en el departamento de Casanare, se caracteriza por una especial conformación de alta complejidad geológica que le atribuye a los campos de esta zona, una marcada tendencia, a generar grandes y

* Se sugiere consultar los siguientes títulos:

1. Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (a review).
2. Engineering Management and Inspection Schedule of Petroleum Well Integrity.
3. Case Study for Well Integrity over a Full Life Cycle.

riesgos diferenciales de presión, asociados a la alta profundidad de operación (pozos de hasta 16.000 ft de profundidad), al igual que un riesgo inminente asociado a esfuerzos geo mecánicos a los que se encuentran sometidos los pozos perforados en la zona. Los campos son productores de crudo muy liviano y gas condensado, el cual es, a su vez, utilizado para la reinyección con el fin de mejorar el recobro del campo.

Los campos de estudio A, B y C, pertenecen al Piedemonte Llanero que se encuentra ubicado al margen noroccidental de la Cuenca de los Llanos Orientales. La estrecha franja se localiza en la base de la vertiente oriental de la Cordillera Oriental, justo donde limitan los Llanos Orientales de Colombia, con la Cordillera Oriental. La localización del Piedemonte Llanero se observa en el **Anexo 1**.

Además de las condiciones de alta complejidad geológica propias del Piedemonte Llanero, se ha intensificado la limitada visibilidad del estado actual de los pozos de los campos de estudio, lo que en conjunto ha generado un importante desmejoramiento en el control de la integridad, que suscita riesgos asociados a anomalías que se presenten en la integridad de pozos. Por consiguiente, se gesta una alta probabilidad de pérdida de integridad y con ello, escapes no controlados de fluidos del pozo hacia capas subsuperficiales circundantes.

A pesar de las diversas evaluaciones que se han llevado a cabo a lo largo de la historia de los campos, recientemente no se ha sugerido un plan actualizado que además de contener una evaluación completa del estado de los pozos, permita proponer una serie de acciones encaminadas a controlar y prevenir los riesgos asociados a anomalías presentadas en la integridad de pozos. Por lo tanto, se presenta el proyecto para elaborar un plan de análisis, prevención y control de riesgo de integridad en los pozos de tres campos del Piedemonte Llanero, con el objeto de sugerir un canal a través del cual se garantice la estabilidad de los pozos y la prevención de accidentes, producto de la pérdida de integridad del sistema, mediante estrategias que permitan, de manera teórica, disminuir la categoría de susceptibilidad de falla de los pozos y permitan mantener niveles bajos de criticidad. Dicho lo anterior, el desarrollo de la presente investigación está delimitado por los objetivos que se enlistan a continuación:

Objetivo General: Elaborar un plan de análisis, prevención y control de riesgo de integridad en los pozos de tres campos del Piedemonte Llanero.

Objetivos Específicos:

- ✓ Describir las generalidades y geología de los tres campos del Piedemonte Llanero.
- ✓ Analizar el estado actual de los pozos de los tres campos del Piedemonte Llanero.
- ✓ Seleccionar una muestra de los pozos de estudio más representativos de acuerdo con su nivel de criticidad.

- ✓ Definir categorías de susceptibilidad de falla a partir de los problemas de integridad identificados, asociados al ciclo de vida de cada pozo de estudio.
- ✓ Actualizar los niveles de riesgo para cada pozo, elaborando una matriz de riesgos.
- ✓ Proponer estrategias para prevenir y controlar los riesgos identificados en los pozos de los tres campos del Piedemonte Llanero.

En este orden de ideas, se realiza una descripción acerca de las generalidades y la geología de los campos, una breve historia de la trayectoria de los mismos, y se hace la definición de la estratigrafía y de la geología estructural de la zona, identificando los principales regímenes de esfuerzos a los que están sometidos los campos y que a su vez representan un riesgo mecánico potencial para el sistema. Adicionalmente, a modo de contextualización, se incluye una breve descripción de la geología del petróleo y de la historia de producción de los tres campos de estudio.

Así sucesivamente, se analiza el estado actual de los pozos de los campos de interés, evaluando sus respectivos estados mecánicos, completamientos, intervenciones que se les haya realizado y reportes finales, con el fin de obtener un panorama general y actualizado de los campos y de los puntos críticos a tener en cuenta para elaborar el plan de análisis. Teniendo en cuenta la información recopilada anteriormente y la identificación de focos críticos, se seleccionan los pozos de estudio más representativos, de acuerdo con los más altos niveles de criticidad hallados, los cuales serán utilizados, en las etapas finales de la investigación, como punto de partida para la proposición de planes de control y prevención.

Se procede a definir las categorías de susceptibilidad de falla de acuerdo con los problemas que introducen riesgos potenciales de integridad para cada uno de los pozos estudiados. Por consiguiente, y a partir de la visibilidad adquirida, se actualizan los niveles de riesgo para cada pozo, mediante la elaboración de una matriz de riesgos. En último lugar, se investigan, se proponen y se evalúan, las acciones a implementar para generar un control y una prevención de los riesgos de integridad, planteándose el escenario más crítico posible a partir de los pozos representativos seleccionados en las etapas anteriores del proyecto, y, así, se da por concluida la elaboración del plan de análisis, prevención y control de riesgo de integridad en los pozos de tres campos del Piedemonte Llanero.

SINOPSIS

En síntesis, este trabajo de grado se conforma por un total de cinco (5) capítulos, correspondientes al:

1. Marco teórico, donde se incluyen las generalidades geológicas de los campos y los principios sobre la integridad de pozos;
2. Metodología de la investigación y los datos requeridos, en donde se realiza una explicación detallada sobre el procedimiento seguido para realizar el análisis de los pozos, selección de la muestra, y la construcción de la matriz de susceptibilidad de falla de pozos;
3. Resultados, donde se presenta la definición de las categorías de susceptibilidad de falla y actualización de los niveles de riesgo;
4. Discusión de los resultados obtenidos, para la proposición de estrategias de prevención y control de riesgos de integridad de los pozos representativos seleccionados;
5. Conclusiones de la investigación.

1. MARCO TEÓRICO

El presente apartado se constituyó de forma ordenada y coherente, para consolidar la información teórica que permita sustentar, demostrar, apoyar e interpretar la hipótesis y los resultados de la presente investigación, con el fin de lograr una formulación confiable de conclusiones del proyecto².

1.1 GENERALIDADES DE LOS TRES CAMPOS DEL PIEDEMONTA LLANERO

El reporte de geología general de los tres campos de estudio es similar, ya que tales yacimientos se encuentran dentro del mismo marco geológico regional y por ello, poseen en común una misma estratigrafía.

Los datos presentados a continuación están sustentados en la información obtenida a partir de registros de pozos, corazonamiento, sísmica y afloramiento, hallados en los estudios realizados en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el Piedemonte Llanero, por Ecopetrol S.A.

1.1.1 Historia de los campos. Los antecedentes del Piedemonte Llanero remontan hacia la década de los setenta, cuando el país se encontraba haciendo una transición en su política petrolera, dando paso a los esquemas de asociación y eliminando la forma contractual de concesión. Este punto, marcó el inicio de trabajos exploratorios de la región, caracterizada por ser una zona altamente fallada pero promisoría por el alto potencial de riqueza mineral.

Debido a las dificultades halladas por las diferentes compañías que se habían asociado para explorar la región, el Piedemonte Llanero permaneció inactivo, prácticamente, hasta el año 1981, cuando Triton Energy Corporation presentó una propuesta para adelantar las primeras actividades de sísmica en dicha área, mediante un contrato firmado que se denominó “Santiago de las Atalayas”. Seis años más tarde, un cambio en las participaciones del contrato permitió la suscripción de British Petroleum Company (BP), y Ecopetrol.

Luego de varios intentos exploratorios fallidos, durante la década de los noventa el campo A se convirtió en el yacimiento más grande hallado en Colombia. Tras el descubrimiento de una reserva de 1.600 millones de barriles, Ecopetrol buscó robustecerse mediante la extensión de las actividades exploratorias que estaban avanzando en la zona, a partir de la cual se adelantó el desarrollo de los campos B y C, donde se probaron tasas de producción de gas condensado y crudo muy liviano, en la Formación Mirador, Barco y Guadalupe. Ecopetrol comenzó a operar

²El apartado teórico completo, presentado en este capítulo, se elaboró a partir de la *Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS – Well Integrity Management System*, expedida por la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción de Ecopetrol S.A..

el campo B directamente desde 2010 y el campo C a mediados del 2017, hasta la actualidad.

1.1.2 Marco Geológico. Esta sección está orientada a la descripción de la estratigrafía de la Cuenca de los Llanos Orientales, de las unidades litoestratigráficas que la componen, además de la descripción referente a la geología estructural y a la geología del petróleo que caracteriza al Piedemonte Llanero.

1.1.2.1 Columna estratigráfica. La secuencia de las unidades litoestratigráficas puede observarse en la columna estratigráfica del Piedemonte Llanero. Se caracterizan por tener edades que van desde el Cretáceo Superior, hasta el Mioceno en el Terciario, en donde se encuentra que las principales formaciones de interés geológico y productivo son las Formaciones Mirador, Barco, y Guadalupe. En la **Figura 1**, se presenta el detalle de las formaciones que componen la columna estratigráfica, sus edades y litologías, al igual que su relación con el sistema petrolífero en cuestión.

Estratigráficamente, el subsuelo se compone de rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario, separadas entre sí por discordancias regionales. Aún no han sido penetradas rocas más antiguas al Cretáceo Superior en el área del contrato. Sin embargo, los pozos, que se encuentran en la Cuenca de los Llanos Orientales al Este del área de los campos de estudio, han penetrado una secuencia de metasedimentos paleozoicos, los cuales son interpretados como el basamento económico en el Piedemonte Llanero³.

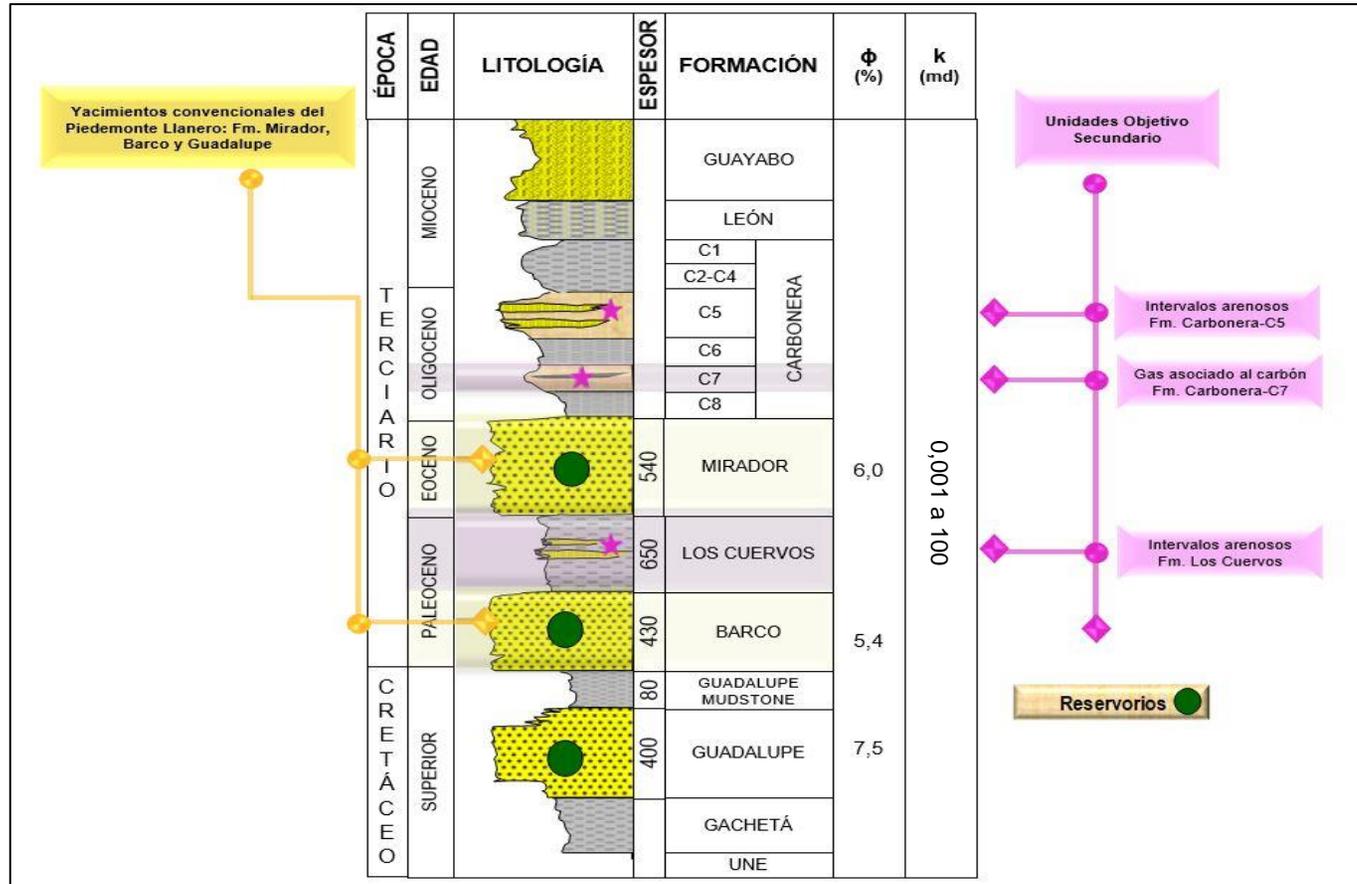
1.1.2.2 Geología estructural. De acuerdo con los informes técnicos anuales del 2018 del Piedemonte Llanero, expedidos por Ecopetrol S.A.⁴, la estructura de los campos de estudio (A, B y C), hace parte del cinturón plegado y fallado del Piedemonte Llanero. Los campos elegidos para la presente investigación han ido evolucionando a través de por lo menos cuatro principales fases de deformación:

1. Acortamiento paralelo a las capas y plegamiento antes del fallamiento.
2. Cabalgamientos iniciales con niveles de despegue en el Cretáceo medio en el área de estudio.
3. Segunda fase de cabalgamientos en secuencia con despegues en sedimentos del Paleozoico y formación de significantes retro-cabalgamientos los cuales cortan las estructuras anteriores.
4. Movimientos fuera secuencia con despegue en los sedimentos Oligocenos.

³ ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 9. Consultado el 10 de julio de 2019.

⁴ Ibid., p. 11

Figura 1. Columna estratigráfica del Piedemonte Llanero



Fuente: ECOPETROL S.A. Informes Técnicos Anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 9. Consultado el 10 de julio de 2019.

Debido a la evidente complejidad geológica de la zona, según Torres⁵, el estado de esfuerzos de la Cuenca del Piedemonte Llanero corresponde a fuerzas compresivas reflejadas en la presencia de fallas con elevados ángulos de inclinación, anticlinales cerrados y sinclinales de gran magnitud. Así entonces, la zona donde se encuentran ubicados los campos A, B y C, se caracteriza por tener actividad tectónica asociada a una fuerza compresiva en dirección suroriental.

El estado de esfuerzo del Piedemonte Llanero ha sido ampliamente estudiado a través de diferentes técnicas que han dado como resultado los siguientes esfuerzos regionales presentes en las formaciones geológicas:

$$\sigma_{Hmax}=1,2-1,7 \text{ psi/ ft} \quad \sigma_{Ver}=1,07 \text{ psi/ ft} \quad \sigma_{Hmin}=0,65-0,77 \text{ psi/ ft}$$

Teniendo en cuenta lo anterior, los esfuerzos máximos y mínimos están aplicados el plano horizontal, característica propia de los ambientes de cabalgamiento, los cuales le ha dado forma a la cuenca sedimentaria del Piedemonte Llanero.

1.1.2.3 Geología del petróleo. Según los informes técnicos anuales de los campos de estudio, presentados en el 2018 por Ecopetrol S.A.⁶, comúnmente, se ha establecido que la roca fuente, para los hidrocarburos que existen en el Piedemonte Llanero, corresponde a las Formaciones Gachetá, Villeta y La Luna, quienes son originarias de los más de 80.000 millones de barriles descubiertos hasta la fecha en esta zona. Las profundidades y gradientes geotérmicos de la región, en la actualidad, han demostrado que la Formación Gachetá, se encuentra madura para la generación de hidrocarburos.

En cuanto a la roca almacenadora, se destacan las areniscas de la Formación Guadalupe, las areniscas de la Formación Barco y principalmente las areniscas de la Formación Mirador. Estos tres yacimientos principales se caracterizan por tener una distribución regional amplia. Por su parte, es importante mencionar, que la Formación Los Cuervos, corresponde a unidades almacenadoras de interés secundario (véase **Figura 1**).

En el Piedemonte Llanero, las lodolitas de la Unidad C8 de la Formación Carbonera, constituyen la roca sello. La distribución regional está confirmada por los datos de pozos y de afloramiento. Niveles arcillosos intraformacionales y sectores de alta cementación con cuarzo, producto de diagénesis en las areniscas, localmente, pueden constituir barreras al flujo.

⁵ TORRES, M. E & GONZÁLEZ, A.J. *In-situ* stress state Eastern Cordillera (Colombia). [En línea] Puerto España: Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 1. [Consultado el 2 de octubre de 2019]. Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-81074-MS>

⁶ ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 11. Consultado el 10 de julio de 2019.

Los focos de acumulación para los hidrocarburos generados al Occidente son constituidos por trampas asociadas a fallas y pliegues compresivos, desarrolladas en el Piedemonte Llanero, como parte del tren frontal de pliegues y cabalgamientos de la Cordillera Oriental.

1.1.3 Historia de producción de los campos. Los datos que se encuentran sustentados en los estudios realizados en el Piedemonte Llanero, por Ecopetrol S.A.⁷ demuestran que el mecanismo de producción de los tres campos utiliza la energía propia del yacimiento, es decir, el agotamiento natural del mismo, y la reinyección del gas producido para mantener la presión del reservorio, y a su vez, de una manera complementaria, para incrementar el factor de recobro de reservas. Debido a que la producción de los campos de estudio corresponde mayoritariamente a gas natural y crudo muy liviano, se han implementado pilotos de sistemas de levantamiento por gas lift, aprovechando la naturaleza de los reservorios y previendo el agotamiento progresivo que experimentan los mismos.

1.1.3.1 Tiempos y datos de producción. Se han registrado producciones históricas de los tres campos de estudio que datan de 1991, de 1993 y de 2002, correspondientemente para los campos A, B y C. En los **Anexos 2, 3 y 4** se puede observar de manera detallada la evolución histórica de los tres campos, que incluyen la producción de aceite, la producción de agua, la producción de gas y finalmente, el volumen de gas inyectado.

De acuerdo al último corte anual vigente de la compañía (31 de diciembre del 2018), se reportaron los siguientes datos de producción para los campos de estudio (**Tabla 1**):

Tabla 1. Datos de producción para los campos de estudio.

Campo	A	B	C
Producción promedio de petróleo (BPD)	4.515	5.010	4.850
Producción promedio de gas (MPCD)	316	350	310
Producción promedio de agua (BPD)	20.239	4.000	4.105
Producción total acumulada de petróleo (MBBL)	660	360	85
Producción total acumulada de gas (GPC)	8.000	6.000	1.100
Producción total acumulada de agua (MBBL)	270	43	12

Fuente: ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 24. Consultado el 10 de julio de 2019.

⁷ ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 24-35. Consultado el 10 de julio de 2019.

1.1.3.2 Características de yacimiento. La caracterización del yacimiento, que incluye las propiedades petrofísicas de la roca, y las propiedades de los fluidos, se presenta en la **Tabla 2** y en la **Tabla 3**.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas para los campos A, B y C.

Formaciones productoras	Mirador, Barco y Guadalupe
Profundidad promedio Mirador (ft)	15.000
Profundidad promedio Barco (ft)	16.000
Profundidad promedio Guadalupe (ft)	18.000
Porosidad promedio (%)	5 a 10
Permeabilidad promedio (mD)	0,001-100
Presión punto de rocío (psi)	5.351
Relación Gas- Aceite Rsi (SCF/STB)	3.000 a 5.000
Factor volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o CF/SCF)	1,7
Saturación inicial de agua Sw (%)	5 a 15
Temperatura del yacimiento (°F)	260
Presión inicial del yacimiento (psi)	6.000

Fuente: ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 24. Consultado el 10 de julio de 2019.

Tabla 3. Propiedades de los fluidos para los campos A, B, y C.

Gravedad API del aceite (°)	>40
G.E del gas	0,78
Viscosidad aceite (cp)	0,2 a 0,5
Viscosidad gas (cp)	0,08
Salinidad agua de formación (ppm Cl)	2.000 a 8.000
Acidez (mgKOH/g)	<0,05
Sulfuros (% peso)	0,25
Asfaltenos (% peso)	0,09
Vanadio (ppm)	<2
Niquel (ppm)	<2
CO₂ (ppm)	1,2818
H₂S (ppm)	1,2227
Presencia de sólidos	Sí
Velocidad de corrosión (mpy)	0,855

Fuente: ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 24. Consultado el 10 de julio de 2019.

1.1.4 Historia de integridad en los campos de estudio. Respecto a la historia sobre la integridad de pozos, los campos A, B y C, en la actualidad, no cuentan con un adelanto de estudios estadísticos sobre frecuencias de los modos en los que los pozos tienden a fallar. No obstante, el registro de incidentes presentados históricamente ha arrojado resultados en materia de integridad, que indican que los modos de falla más comúnmente observados en los pozos de la zona, corresponden a:

- ✓ Pérdida de espesor en la tubería de producción generada por las diferentes corridas de coiled tubing;
- ✓ Colapso de revestimientos causados por cementaciones parciales de baja calidad ubicados en zonas altamente presurizadas a lo largo de la Formación Carbonera;
- ✓ Desgaste en la tubería y válvulas de superficie, originado por la naturaleza corrosiva y la velocidad de corrosión del gas de producción.

1.2 GENERALIDADES SOBRE LA INTEGRIDAD DE POZOS

En línea con los objetivos de la compañía Ecopetrol S.A., el siguiente contenido teórico está enfocado hacia la implementación y preservación de la integridad de los pozos durante su ciclo de vida: diseño, perforación y completamiento, intervenciones y abandono. De acuerdo con lo anterior, es necesario partir del concepto de integridad de pozos, que, según la norma internacional Norsok D-010, está definida como la “aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales, necesarias para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de la formación en todo el ciclo de vida de un pozo”.⁸

1.2.1 Barreras de integridad de pozos. La esencia sobre el manejo de la integridad de pozos reside sobre las barreras envolventes y los elementos que las conforman. Generalmente, la barrera de pozo hace referencia a la barrera física que se instala en los pozos. Sin embargo, es importante aclarar que existe otro tipo de barreras que hacen parte del manejo de integridad de pozos como lo define el estándar ISO 16530-1 *Well Integrity – Life Cycle Governance*⁹:

- ✓ **Barreras operacionales:** Guías, procedimientos y procesos.
- ✓ **Barreras humanas:** Personal, competencias y entrenamiento.
- ✓ **Barreras administrativas:** Recursos, definición de roles y auditorias

De acuerdo con lo anterior, las barreras de pozo deben prevenir el movimiento no controlado de fluidos de formación hacia la superficie y hacia otras formaciones, deben prevenir la contaminación de acuíferos con fluidos de producción e inyección,

⁸ THE NORWEGIAN PETROLEUM INDUSTRY. *NORSOK Standard D-010: Well Integrity in drilling and well operations*. 2013. p. 7

⁹ ISO. *International Standard ISO 16530-1: Petroleum and natural gas industries - Well Integrity -*; 2017. p. 14

deben prevenir el desarrollo de presiones sostenidas en los anulares, soportar presiones diferenciales y temperaturas de las cargas esperadas durante el ciclo de vida del pozo, y por último, deben permitir pruebas de verificación y monitoreo, durante el ciclo de vida antes que el pozo sea abandonado.

1.2.1.1 Filosofía sobre el número de barreras del pozo. En pozos inyectores y productores con flujo natural, debe aplicarse la filosofía de dos barreras independientes instaladas y verificadas, mientras que, en pozos con levantamiento artificial, solo se requiere de una barrera instalada. En otros casos particulares, donde se ha tomado la decisión de hacer uso de una sola barrera, se debe llevar a cabo un estudio con su respectivo análisis de riesgos. A continuación, se presenta el mínimo número de barreras requeridas para los diferentes escenarios:

Cuadro 1. Número mínimo de barreras para diferentes escenarios.

Número mínimo de barreras	Casos
Una barrera	Movimiento de fluidos no planeados entre formaciones Formación normalmente presurizada sin hidrocarburos y sin capacidad de fluir a la superficie Formación sobre presurizada con hidrocarburos, pero sin capacidad de fluir a la superficie
Dos barreras	Formación con hidrocarburos y capacidad de fluir a la superficie Formación sobre presurizada con capacidad de fluir a la superficie

Fuente. ECOPETROL S.A. Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS – *Well Integrity Management System*. [Base de datos en línea]. 2019, p. 15. Consultado el 10 de julio de 2019.

1.2.1.2 Verificación de barreras de pozo. Es vital asegurar la integridad de los pozos mediante la verificación de barreras de pozo y su respectiva evidencia. Con respecto a la verificación de elementos de barreras se deben tener en cuenta: definición del criterio de aceptación en el programa del pozo para cada elemento de barrera; la verificación de elementos de barreras puede realizarse mediante uno o más métodos; debe considerarse el efecto de la temperatura durante el ciclo de vida del pozo, sobre los elementos de barreras; para los elementos que no permitan realizar pruebas operativas posterior a su instalación, es necesario correr modelos o simulaciones como método de verificación; los efectos de degradación pueden llegar a requerir simulación.

1.2.1.3 Monitoreo de barreras de pozo. Una parte integral para asegurar la integridad de la vida del pozo es el monitoreo de barreras una vez han sido instaladas y verificadas. Para llevar a cabo el monitoreo es necesario considerar: en caso de tener un fluido como elemento de barrera, deben realizarse el monitoreo de la densidad y el volumen del mismo; el monitoreo de parámetros para la detección

del movimiento no controlado de fluidos debe asegurarse; es necesario llevar registro y garantizar el monitoreo de las presiones anulares; para llevar a cabo el monitoreo, debe realizarse el mantenimiento y calibración de la instrumentación a utilizar.

1.2.2 Integridad en el diseño, perforación y completamiento. Ecopetrol S.A., a través de su Sistema de Manejo de Integridad de pozos, reconoce que el ciclo de vida de un pozo consta de cinco fases: Diseño, Perforación y Completamiento, Operación, Intervención y Abandono. En el Piedemonte Llanero, los pozos de estudio seleccionados para la presente investigación se encuentran en estado de operación, intervención y/o abandono. Por esta razón, la información histórica que debe evaluarse se refiere a la integridad del diseño, perforación y completamiento de los pozos de estudio, para los cuales deben tenerse en cuenta lo siguientes objetivos.

1.2.2.1 Objetivos de integridad en el diseño de pozos. Definir los límites operacionales y puntos débiles en la etapa de diseño; durante el ciclo de vida del pozo, identificar los peligros y riesgos que potencialmente puedan impactar el pozo; establecer las barreras que tengan la capacidad de soportar esfuerzos y cargas a lo largo del ciclo de vida del pozo; desarrollar las bases del diseño, partiendo de la definición de los requerimientos de servicio durante el ciclo de vida del pozo; realizar la actualización de la matriz de riesgos; consignar el procedimiento de instalación y método de verificación de cada elemento de barrera, en el programa de perforación y completamiento.

1.2.2.2 Objetivos de integridad en la perforación y completamiento de pozos. A través del proceso de control de cambios, efectuar cualquier variación del plan de perforación y completamiento, con el fin de asegurar que los nuevos riesgos identificados se evalúen y se mitiguen; instalar y evidenciar la verificación de barreras de pozo; considerando la actualización realizada durante la etapa de diseño, llevar a cabo la actualización de riesgos, en caso que aplique; treinta días posteriores a la terminación de la fase de perforación y completamiento, presentar el reporte final del pozo.

1.2.3 Presiones anulares. Las presiones en los anulares se definen como la presión que se encuentra entre las sartas de revestimiento de un pozo, o entre la tubería de producción y un revestimiento. La razón para que exista presión entre dos sartas, se debe a la diferencia entre las densidades de los fluidos que se alojan en el espacio anular y las presiones de subsuelo encontradas en las formaciones con incrementos de profundidad. Este fenómeno supone un problema solo en los casos en los que esa presión anular excede la capacidad del pozo de contenerla, o donde la presión indica una comunicación a nivel de subsuelo que debe ser atendida.

En este orden de ideas, los pozos deben estar diseñados para lograr monitorear las condiciones de fondo, durante todo su ciclo de vida operativa, puesto que la identificación y el análisis oportuno de las presiones anulares evita el daño progresivo de las barreras de pozo y permite actuar de manera pertinente para corregir las fuentes de daño. Así pues, dentro de los tipos de presiones anulares que pueden identificarse en el pozo, se encuentran las presiones anulares inducidas termalmente, impuestas por el operador y las presiones sostenidas en los anulares (SCP-Sustained casing pressure).

1.2.4 Límites operacionales para la integridad de pozo. Los límites seguros de operación son los parámetros dentro de los cuales debe desempeñarse el pozo, definidos durante la fase de diseño o en la información entregada al finalizar la perforación y el completamiento de los pozos. Cómo mínimo el pozo debe operar según los siguientes límites operacionales:

- ✓ Presión de operación del cabezal de pozo y árbol de navidad.
- ✓ Parámetros del sistema de inyección de química.
- ✓ Limitaciones de tubulares antes cargas cíclicas (por ejemplo, cargas del revestimiento conductor, pozos térmicos).
- ✓ Tasas de inyección o producción.
- ✓ Máxima Presión Operativa Permitida en cabeza de Pozo (MAWOP) y
- ✓ Máxima Presión Operativa (MOP) para cada anular.
- ✓ Tipos de fuentes de corrosión predominantes (Límites de CO₂ o H₂S).
- ✓ Velocidad de erosión (por producción de arena y tasa máxima de flujo).
- ✓ Corte de Agua (BS&W).
- ✓ Movimientos del árbol de navidad y cabezal (subsistencia, torsión)
- ✓ Temperatura de operación.
- ✓ Presión del yacimiento y presión de fondo fluyente.
- ✓ Parámetros operacionales del sistema de levantamiento artificial.
- ✓ Presiones y fluidos aplicados en los capilares (“control lines”)
- ✓ Velocidad de corrosión.
- ✓ Espesor de los revestimientos y tubería de producción.
- ✓ Frecuencia de descarga permisible y volumen de los anulares.

A pesar de que existen diversos parámetros para definir los límites operacionales de un pozo, a continuación, se detallan los más relevantes debido a la cantidad y calidad de la información que proporcionan.

1.2.4.1 Límite de diseño seguro – MAASP. Se define como la máxima presión permitida del anular en superficie, que, en otras palabras, es el valor máximo durante la perforación y completamiento del pozo, que se puede observar en superficie, previo a la ocurrencia de una falla de alguno de los componentes ubicados en el espacio anular.

El MAASP, debe calcularse para todos los anulares del pozo, teniendo en cuenta: presión hidrostática de los fluidos presentes en cada anular; desgaste de metal sufrido por las tuberías de producción y revestimiento, a causa de la erosión; gradiente de fractura a la profundidad del zapato o de hueco abierto; rating de estallido/colapso/triaxial de las sartas de producción y revestimiento.

1.2.4.2 Límite operativo seguro – MAWOP. Se define como la máxima presión operativa permitida en cabeza de pozo, que, en otras palabras, es la medida de cuánta presión puede ser aplicada de manera segura en cualquier anular del pozo. Este límite operativo considera un margen de seguridad, mediante la evaluación de la capacidad de cada uno de los componentes existentes en el sistema de contención de presión. De esta manera, permite precisar los puntos más susceptibles a fallar y como consecuencia, a generar un incidente de migración no controlada de fluidos del pozo.

1.2.4.3 Límite normal operativo – MOP. Se define como la máxima presión operativa en el anular, la cual define el valor máximo de presión que un anular puede contener de manera segura sin que comprometa la integridad de las barreras de pozo. La determinación de este umbral de presión permite establecer el límite en el cual deben iniciarse las actividades de diagnóstico en el anular, para que el pozo pueda ser operado bajo el principio de ALARP (As low as reasonable practicable). En este orden de ideas, si la presión medida en el anular no supera el MOP, se establece que la presión se encuentra dentro de los parámetros adecuados y sólo requiere de monitoreo.

1.2.5 Evaluación de riesgos de integridad de pozos. La administración de riesgos de salud, seguridad industrial y procesos, medio ambiente y la mitigación de consecuencias de los incidentes provocados, se logra mediante la evaluación de riesgos, al proporcionar información de vital importancia para la toma de decisiones. Su objetivo principal consta de la reducción del número y la severidad del movimiento no controlado de fluidos de formación, a través de un procedimiento sistemático de aseguramiento de medidas críticas para controlar los riesgos. Así entonces, el riesgo se maneja mediante la identificación de peligros, la evaluación de impactos, probabilidades de ocurrencia y mediante la evaluación e implementación de medidas de prevención y control.

1.2.5.1 Clasificación de los riesgos de integridad. Se realiza a partir de tres elementos fundamentales: categoría de consecuencia con la que está relacionada la evaluación como lo son los impactos a personas, económicos, ambientales, al cliente y a la imagen corporativa; gravedad de las consecuencias evaluado en un rango de 0 a 5; nivel de probabilidad de deterioro de la barrera evaluado desde la letra A hasta la E. De acuerdo con lo anteriormente mencionado, el nivel de riesgo se interpreta como N-Nulo, L-Bajo, M-Medio, H-Alto y VH-Muy alto.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

El presente proyecto corresponde a una investigación de tipo aplicada, debido a que consiste en un trabajo original que busca la adquisición de nuevos conocimientos en el área de integridad de pozos, dirigidos fundamentalmente hacia un objetivo práctico específico que busca la elaboración de un plan de análisis, prevención y control de riesgos asociados a la integridad de pozos. La revisión de la información relevante de cada pozo exige por sí misma un procedimiento metódico, para que, de manera ordenada, sea posible elaborar anticipadamente un modelo sistemático que permita adecuadamente dirigir y encausar una acción determinada para proceder en la toma de decisiones que aseguren la conservación de la integridad de pozos.

Para la selección de la muestra, se realiza un análisis general del estado actual de todos los pozos de los tres campos del Piedemonte Llanero, en donde se halla que los pozos activos, inactivos y suspendidos, en contraste con los pozos abandonados, son más tendientes a fallar debido a su naturaleza y condición operativa. Por esta razón, la muestra seleccionada para la evaluación de riesgos corresponde a los pozos activos, inactivos y suspendidos de los tres campos.

Se requiere puntualmente de una herramienta válida que posibilite el cumplimiento a cabalidad de los objetivos trazados. Se denomina *Matriz de evaluación de susceptibilidad de falla de pozos* que permite analizar la probabilidad de pérdida de integridad de los pozos con base en su condición actual junto con las valoraciones de los impactos generados, para la priorización del nivel de riesgo de los pozos de estudio. Esta herramienta, será indispensable para realizar la consignación y organización de la información recopilada y estudiada a lo largo de la investigación. Para diligenciar la matriz, se requieren de los datos que registran:

- ✓ Estados mecánicos de los pozos;
- ✓ *Final Well Report* de cada uno de los pozos;
- ✓ Reportes emitidos por el Departamento de Ingeniería de Subsuelo sobre intervenciones e inactividad de pozos, estado de válvulas, y monitoreo en cabeza de pozo encontrados en el software OpenWells;
- ✓ Reportes de análisis de laboratorio sobre caracterización de fluidos, análisis físico químicos, monitoreo de corrosión y datos de pruebas electroquímicas;
- ✓ Registros de cementación de adherencia – CBL
- ✓ Registros de integridad y datos de completamiento;
- ✓ Reportes emitidos por el Departamento de Ingeniería de Yacimientos sobre el tipo de recobro implementado y su afectación encontrados en el software OpenWells;
- ✓ Ubicación geográfica de los pozos y condiciones geológicas y estructurales.

2.1. MATRIZ PARA EL ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DE ESTUDIO

La matriz de evaluación de susceptibilidad de falla es la herramienta que permite evaluar el nivel de predisposición que tiene un pozo a que sufra una pérdida de integridad. Antes de dar inicio al diligenciamiento de la matriz, es necesario contar con el acceso suficiente a la información de los pozos de estudio, con el fin de garantizar la obtención de resultados confiables para la toma de las decisiones que sean pertinentes para cada caso.

2.1.1 Información de entrada y análisis de susceptibilidad. En primera instancia, la matriz requiere de la entrada de información referente a los parámetros de evaluación, a partir de los cuales se realiza, posteriormente, el análisis de susceptibilidad y se concluye con la priorización de riesgo para cada pozo. A continuación, se realiza una descripción detallada de los parámetros de input que deben ser cargados a la matriz, y el método a partir de los cuales se realiza la evaluación de susceptibilidad.

2.1.1.1 Información general del pozo. A través de estos datos se hace la identificación general del pozo donde deben consignarse datos referentes a la Vicepresidencia, Gerencia y Campo a los cuales pertenece el pozo en evaluación. Adicionalmente, deben consignarse las coordenadas del pozo (latitud y longitud), con el fin de identificar los datos de ubicación geográfica del mismo. Finalmente, debe indicarse si el pozo es productor, inyector, inactivo o suspendido**, teniendo en cuenta lo siguiente: Pozo productor, si permite la extracción de hidrocarburos de un yacimiento; Pozo inyector, si el pozo ha sido destinado para la inyección de algún fluido en el yacimiento con fines de almacenamiento o de recobro; Pozo inactivo, cuando el pozo no se encuentra realizando ninguna función en el momento pero que está a la espera de reutilizarse o ser abandonado; Pozo suspendido; si el pozo ha sido aislado temporalmente del reservorio de producción.

Esta información se obtiene del reporte oficial del pozo. Adicionalmente, es de suma importancia mencionar que los datos proporcionados en esta sección no tienen relación con la integridad de las barreras de pozo, y sólo constituyen la información necesaria para realizar la identificación de los pozos de evaluación.

2.1.1.2 Parámetros de susceptibilidad. A continuación, se presentan los parámetros de entrada que deben ingresarse a la matriz, a partir de los cuales se realiza la evaluación de susceptibilidad (probabilidad) de falla, donde se asigna una valoración correspondiente al estado del parámetro de acuerdo con su relación con

** Para el caso de los pozos en estado de abandono, la evaluación de susceptibilidad de falla debe realizarse mediante a partir de un procedimiento metódico diferente que no es materia del presente proyecto de investigación.

la integridad de las barreras de pozos, para lo cual es importante tener en cuenta la escala de colores asignada y presentada en el **Cuadro 2**:

Cuadro 2. Interpretación de la escala de colores y valoraciones a asignar

Esca la de color	Valoración	Susceptibilidad
	5	Muy alta
	4	Alta
	3	Media
	2	Baja
	1	Despreciable

Fuente. ECO PETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 2. Consultado el 13 de agosto de 2019.

- **Tipo de levantamiento.** Este parámetro se asocia al impacto que genera el sistema de levantamiento artificial de un pozo a la integridad de las barreras del mismo, información que debe encontrarse consignada en el estado mecánico del pozo. De acuerdo con el sistema de levantamiento, se tienen los rangos de calificación que se presentan en el **Cuadro 3**:

Cuadro 3. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el tipo de sistema de levantamiento artificial.

Nivel de probabilidad	Sistema de levantamiento
5	Flujo natural
4	Gas lift – Inyectores
3	Bombeo electro sumergible
2	Bombeo por cavidades progresivas
1	Bombeo mecánico

Fuente. ECO PETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 2. Consultado el 13 de agosto de 2019.

Se establece la mayor categoría de riesgo a la producción por flujo natural, debido a que esta debe asegurar como mínimo dos barreras de pozo para garantizar la integridad del mismo, mientras que los sistemas de levantamiento artificial, debido a sus numerosos componentes de barrera, deben asegurar tan solo una barrera de integridad adicional. Por su parte, la siguiente categoría de riesgo, se le asigna a la producción por Gas Lift debido a que este levantamiento implica la presurización de uno de los anulares del pozo y debe tener aislamiento entre válvulas a modo de respaldo, por si alguna de ellas falla.

Seguido, se encuentra la producción por Bombeo Electro Sumergible (BES) y por Cavidades Progresivas (PCP), sistemas de levantamiento que constan de bombas de fondo con suministro eléctrico. El factor que determina que el Bombeo Electro

Sumergible sea más crítico que el Bombeo por Cavidades Progresivas, es que el caudal al que opera la primera (100 a 30000 BPD), es mucho más elevado, que el caudal de operación de la segunda (5 a 3000 BPD). Finalmente, el bombeo mecánico se cataloga como el menos crítico debido a que tiende a ser instalado en pozos de poca profundidad (desde 100 ft), atribuyéndole una naturaleza operativa de manejo de energías reducidas de levantamiento.

• **Historia del pozo.** La historia del pozo se define a partir de los conceptos que se relacionan con el tiempo de construcción de un pozo, el tiempo de inactividad del mismo y el número de intervenciones realizadas al pozo en los últimos cinco años. La fuente de información para evaluar los tres componentes que se mencionan a continuación, son los reportes correspondientes encontrados en el software Open Wells. La valoración de la susceptibilidad de falla, según la historia del pozo, se presenta en el **Cuadro 4**, **Cuadro 5**, y **Cuadro 6**, respectivamente:

Cuadro 4. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el tiempo de construcción del pozo.

Nivel de probabilidad	Año de construcción
5	Menor al año 1940
4	1941-1970
3	1971-1999
2	2000-2010
1	Mayor al año 2010

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 3. Consultado el 13 de agosto de 2019.

El tiempo de construcción del pozo se relaciona con la época en que fue construido el mismo. A partir de la experiencia adquirida a lo largo de los años, Ecopetrol S.A. junto con el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), han definido que, en los años 1940, 1970, 2000 y 2010, se dieron cambios determinantes en función del diseño y la construcción de los pozos, asegurando cada vez, con más contundencia, la integridad de los mismos. Por ello, los pozos de mayor antigüedad son catalogados como los más riesgosos, mientras que los de construcción más reciente tienden a ser los menos críticos.

Cuadro 5. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el tiempo de inactividad del pozo.

Nivel de probabilidad	Tiempo de inactividad
5	Mayor a 5 años
4	3-5 años
3	2-3 años
2	1-2 años
1	Menor a 1 año

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 3. Consultado el 13 de agosto de 2019.

Cuadro 6. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el número de intervenciones del pozo en los últimos cinco años.

Nivel de probabilidad	Índice de falla
5	Mayor de 2
4	1-2
3	0,5-1
2	0,2-0,5
1	Menor de 0,2

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 4. Consultado el 13 de agosto de 2019.

Por su parte, el tiempo de inactividad del pozo, que solo aplica para pozos catalogados como inactivos^{***}, indica el tiempo que ha dejado de utilizarse el pozo. Mientras que el número de intervenciones permite realizar la evaluación del promedio de las intervenciones anuales realizadas al pozo, asociado a todos los tipos de intervenciones intrusivas que impactan la integridad de las barreras de los pozos. Nuevamente, Ecopetrol S.A. junto con el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), a partir de la experiencia adquirida, han definido que, la evaluación de estos dos parámetros deben realizarse en un rango correspondiente a los últimos cinco años del pozo, categorizados como se presenta en el **Cuadro 5** y en el **Cuadro 6**, con sus correspondientes calificaciones asignadas.

• **Agresividad de corrosión del fluido de pozo.** Este parámetro se evalúa a partir de los siguientes criterios: Corte de agua, medido en porcentaje (%); Contenido de CO₂, medido en ppm; Contenido de H₂S, medido en ppm; Contenido de sólidos, presentes o no; Velocidad de corrosión, medido en mpy.

Según los estudios realizados por Ecopetrol S.A. y el Instituto Colombiano del Petróleo, basados en simulaciones de la tasa de corrosión a diferentes presiones parciales de H₂S y CO₂, se determinó que de acuerdo con la concentración,

*** Tal y como lo define la Resolución 181495 de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

magnitud o valor que registren los parámetros anteriormente mencionados, se determina el nivel de agresividad de corrosión según la **Figura 2**.

Figura 2. Evaluación de la agresividad de corrosión.

Agresividad Despreciable	<ul style="list-style-type: none"> • Vcorr ≤1mpy • Sólidos No • Corte de agua ≤25% • Ppm CO₂ ≤250 • Ppm H₂S ≤10
Agresividad Baja	<ul style="list-style-type: none"> • Vcorr 1 - 3mpy • Sólidos No • Corte de agua 25% - 75% • Ppm CO₂ ≤250 • Ppm H₂S ≤10
Agresividad Media	<ul style="list-style-type: none"> • Vcorr 3 - 5mpy • Sólidos Si • Corte de agua ≥75% • Ppm CO₂ 250 - 500 • Ppm H₂S 10 - 50
Agresividad Alta	<ul style="list-style-type: none"> • Vcorr 5 - 10mpy • Sólidos Si • Corte de agua ≥75% • Ppm CO₂ 250 - 1500 • Ppm H₂S 10 - 50
Agresividad Severa	<ul style="list-style-type: none"> • Vcorr ≥10mpy • Sólidos Si • Corte de agua ≥75% • Ppm CO₂ ≥500 • Ppm H₂S ≥50

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 5. Consultado el 13 de agosto de 2019.

La fuente de información para evaluar la agresividad de corrosión del fluido del pozo son datos de espesores, análisis fisicoquímicos, monitoreo de corrosión, caracterización de fluidos propios de cada campo y datos de pruebas electroquímicas en campo. A partir del nivel de agresividad definido, los rangos de calificación de acuerdo a la susceptibilidad de falla son (**Cuadro 7**):

Cuadro 7. Valoración del nivel de probabilidad de falla según la agresividad de corrosión del fluido del pozo.

Nivel de probabilidad	Tipo agresividad
5	Agresividad severa
4	Agresividad alta
3	Agresividad media
2	Agresividad baja
1	Agresividad despreciable

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 6. Consultado el 13 de agosto de 2019.

- **Monitoreo en cabeza de pozo.** Permite realizar la evaluación del desempeño de variables de presión y temperatura, a partir de la información proporcionada por el monitoreo de dichas variables en cabeza de pozo. De acuerdo con esta evaluación, el nivel de susceptibilidad puede calificarse como se presenta en el **Cuadro 8**:

Cuadro 8. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el resultado del monitoreo en cabeza de pozo.

Nivel de probabilidad	Presión y/o temperatura
5	No tiene monitoreo
4	Sin monitoreo en todos los anulares o con presiones por fuera de condiciones operacionales
3	Monitoreo solo en el tubing
2	Monitoreo en tubing y anulares
1	Monitoreo en tubing y anulares en línea y/o remoto

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 7. Consultado el 13 de agosto de 2019.

La calificación de cinco (5), debe asignársele a una condición de no monitoreo, en tanto no es posible detectar indicadores de pérdida de integridad, mientras que la calificación de (1), corresponde al monitoreo completo del tubing y anulares, en tiempo real. La calificación de dos (2), se le asigna al monitoreo de tubing y anulares, sin acceso remoto y/o en línea, condición más alta en riesgo que la anterior, porque, a pesar de que se realiza el monitoreo, este no se da en tiempo real.

La siguiente categoría corresponde a una calificación de tres (3), cuando el monitoreo se reduce únicamente al tubing, mientras que para la categoría con calificación cuatro (4), la condición de monitoreo se limita parcialmente a alguno de los anulares, no todos, o cuando el resultado del monitoreo exhibe presiones fuera de las condiciones operativas seguras. El monitoreo en el tubing, únicamente, presenta una menor categoría de riesgo, que el monitoreo parcial en alguno de los anulares, o la presencia de presiones fuera de condiciones operacionales, pues los indicadores que exhibe el monitoreo del tubing son de carácter más integral que una revisión basada en tan solo una porción de los anulares del pozo.

- **Existencia y calidad de la barrera cemento.** Este parámetro se evalúa a partir de la existencia del cemento en segmentos del pozo donde su influencia es de gran importancia como barrera para la contención de fluidos, y a partir de la calidad del cemento en función de los resultados obtenidos en los registros corridos en el pozo. La fuente de información para evaluar este parámetro son registros de cementación de pozo. Se tienen los siguientes rangos de calificación presentados en el **Cuadro 9** y en el **Cuadro 10**:

Cuadro 9. Valoración del nivel de probabilidad de falla según la existencia de la barrera cemento.

Nivel de probabilidad	Existencia de cemento
5	Sin cemento en traslapes, fuentes de fluidos y zonas de afectación por intervención
4	Sin cemento en zonas de intervención y fuentes de fluidos
3	Cementación parcial que cubre fuentes de fluidos, zonas de afectación de por intervención y traslapes sin cemento
2	Cementación parcial que cubre todos los traslapes, fuentes de fluidos y zonas de afectación por intervención
1	Cementación completa

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 7. Consultado el 13 de agosto de 2019.

El cemento, como barrera de integridad de pozos, debe cubrir aquellas zonas que sean susceptibles a presentar fugas de fluidos o colapsos mecánicos. En este orden de ideas, las zonas que deben ser cementadas son esencialmente los traslapes, las fuentes de fluidos y las zonas de afectación por intervención. La calificación de uno (1), el mejor escenario, es donde se presenta una cementación completa en todas las zonas referenciadas, por lo que a esta condición se le asigna la calificación más baja.

La siguiente asignación, con calificación de dos (2), corresponde a una cementación parcial de los componentes, lo que eleva la categoría de riesgo. La categoría con calificación tres (3), se asigna a una condición donde existe una cementación parcial sin traslapes con cemento, estado que expone al zapato de los revestimientos a colapsar mecánicamente, incrementando el riesgo de pérdida de integridad. La siguiente categoría, de calificación cuatro (4) presenta traslapes con cemento, pero el resto de zonas sin aislamiento, disminuyendo considerablemente la proporción de las barreras de integridad. Finalmente, la calificación de cinco (5), ocurre cuando el pozo no cuenta con zonas cementadas en su totalidad.

Cuadro 10. Valoración del nivel de probabilidad de falla según la calidad de la barrera cemento.

Nivel de probabilidad	Calidad del cemento
5	Sin registro o registro con evidencia de mala calidad
4	Registro con evidencia de regular calidad
3	Registro con evidencia de buena calidad
2	Registro con evidencia de muy buena calidad
1	No aplica

NOTA: El traslape corresponde a la zona de intercepción de dos revestimientos.

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 8. Consultado el 13 de agosto de 2019.

Finalmente, para la definición de la calidad y/o estado del cemento, se tomó como punto de partida la escala reproducida por los registros de adherencia de cemento (CBL), para asignar las calificaciones correspondientes a cada categoría desde dos (2) hasta cinco (5). La calificación de uno (1), no se aplicó debido a que el caso de adherencia total o completa, es una condición ideal que no es posible observar en ningún caso.

- **Estado y calidad del revestimiento.** La evaluación de los estados del revestimiento como barreras de integridad de pozo, se analiza en función de la pérdida de espesor del mismo y en función del daño mecánico que registran dichos revestimientos, de acuerdo con los resultados que arrojan los registros corridos en el pozo en donde se realiza el análisis de carga de los revestimientos. La fuente de información para evaluar el estado del revestimiento son los registros de pozo y actividades de calibración de tuberías de revestimiento.

En primer lugar, la pérdida de espesor del revestimiento está dada en porcentajes, pudiendo oscilar entre 0% y 100%. De acuerdo con las cinco posibles calificaciones de susceptibilidad de falla, las calificaciones se asignaron dividiendo el rango completo en cinco intervalos iguales con magnitud de 20%, cada uno (0% a 20%; 20% a 40%; 40% a 60%; 60% a 80%; 80% a 100%). Evidentemente, la condición más óptima (1) es cuando el revestimiento tiene la menor pérdida de espesor, mientras que la condición más crítica (5) cuando el revestimiento ha perdido la mayor parte de su espesor.

En segundo lugar, el daño mecánico del revestimiento puede presentar tres (3) condiciones y/o estados. El más crítico de los estados, corresponde a la ruptura del revestimiento, en donde habría una pérdida completa de la barrera de integridad del pozo, y en caso contrario, el estado menos riesgoso es aquel en el que el revestimiento no evidencia daño mecánico. Por su parte, se puede hallar una condición intermedia, donde el revestimiento presenta daños mecánicos, más no se ha colapsado aún. Debido a que sólo existen tres posibles estados del revestimiento, se les asignaron calificaciones de uno (1), tres (3) o cinco (5).

De acuerdo con lo anterior, la asignación de calificaciones se presenta en el **Cuadro 11** y en el **Cuadro 12**:

Cuadro 11. Valoración del nivel de probabilidad de falla según pérdida de espesor del revestimiento.

Nivel de probabilidad	Estado del revestimiento
5	Sin evidencia de registro y/o pérdidas de espesores > 80% en cualquier punto de la sección de revestimiento
4	Pérdida de espesores entre el 60 y 80% en cualquier punto de la sección de revestimiento
3	Pérdida de espesores entre el 40 y 60% en cualquier punto de la sección de revestimiento
2	Pérdida de espesores entre el 20 y 40% en cualquier punto de la sección de revestimiento
1	Pérdida de espesores < 20% en cualquier punto de la sección de revestimiento

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 8. Consultado el 13 de agosto de 2019.

Cuadro 12. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el daño mecánico del revestimiento.

Nivel de probabilidad	Estado del revestimiento
5	Ruptura del revestimiento
3	Presenta daños mecánicos
1	Sin evidencia de daño mecánico

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 9. Consultado el 13 de agosto de 2019.

• **Estabilidad de formación.** Para evaluar el estado de la formación en el sitio del pozo, se debe consultar la información proporcionada por el área de ingeniería de yacimientos, y se utiliza el siguiente rango de calificaciones (**Cuadro 13**):

Cuadro 13. Valoración del nivel de probabilidad de falla según la estabilidad de la formación.

Nivel de probabilidad	Estabilidad de formación
5	El pozo atraviesa fallas geológicas
3	Se tiene evidencia de fallas geológicas circundantes al pozo o se desconoce
1	La formación es estable, no hay presencia de fallas geológicas

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Matriz de evaluación de susceptibilidad de falla de pozos. [Base de datos en línea]. 2019. Consultado el 13 de agosto de 2019.

El criterio para evaluar este parámetro es la identificación de si el pozo pasa a través de fallas geológicas o no, ello, considerando la exposición de los componentes del pozo a una variedad de esfuerzos geo mecánicos, que pueden terminar por colapsarlos. Considerando esto, se establecen tres (3) condiciones valoradas como uno (1), tres (3) o cinco (5), donde la ausencia de fallas corresponde a la condición menos riesgosa y la presencia de fallas que son atravesadas por el pozo, la condición más susceptible a fallar.

- **Estado y calidad de las válvulas de superficie.** El estado de las válvulas de superficie debe ser evaluado en las tres secciones del espacio anular A, B y C, información que se consigna en los reportes oficiales del pozo, y se valora a partir de los siguientes rangos de calificación (**Cuadro 14**):

Cuadro 14. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el estado y calidad de las válvulas de superficie.

Nivel de probabilidad	Existencia y monitoreo de válvulas
5	No cuenta con válvulas en todos los anulares
4	Ausencia de válvulas en el anular A.
3	Válvulas sin inspección o válvulas en mal estado
2	Válvulas sin inspección y operando
1	Válvulas inspeccionadas en buen estado

Fuente. ECOPELROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 10. Consultado el 13 de agosto de 2019.

Los criterios bajo los cuales se asigna la calificación a este parámetro son la existencia y el monitoreo de válvulas. El escenario más crítico, donde se asigna la calificación más alta (5), es aquel en donde no se cuenta con todas las válvulas requeridas en los anulares, puesto que esta condición indica la ausencia de una de las barreras de integridad de pozo, y por ello, riesgo inminente de flujo no controlado de fluidos de formación. Posteriormente, la siguiente categoría (4), se asocia a una presencia parcial de válvulas, sin existencia de válvulas en el anular A (anular más exterior del pozo entre tubing y revestimiento), la cual se reconoce como la segunda condición más crítica, pero no a tal nivel de la ausencia completa de válvulas.

Finalmente, las siguientes tres (3) condiciones, se refieren al estado de las válvulas, bajo la premisa de que están instaladas y operando, en orden descendente, en mal estado (3), sin inspección y operando (2), y en buen estado (1). El monitoreo de válvulas se verifica y se identifica, con base en la calidad del sello que ofrecen, de acuerdo con las presiones reflejadas en los espacios anulares. Es decir, que la evaluación consta de la verificación de que las presiones de operación observadas en los espacios anulares se encuentren dentro de los límites operativos de presión. En caso de no estarlo, el pozo debe ser calificado con el valor máximo de probabilidad de riesgo.

• **Afectación por recobro mejorado.** La evaluación de integridad de barreras de acuerdo con el recobro del pozo debe realizarse teniendo en cuenta el tipo de recobro mejorado o recuperación secundaria del pozo, y el nivel de afectación generado por el mismo. Dicha información proviene del área de ingeniería de yacimientos, junto con la proyección de estrategias de recobro en los campos. De esta manera, se realiza la calificación para los dos criterios, según los siguientes rangos presentados en el **Cuadro 15** y en el **Cuadro 16**.

Las asignaciones de calificaciones, según el tipo de recobro dependen esencialmente de la naturaleza de la operación. El escenario más crítico (calificación cinco-5) corresponde al recobro térmico donde las temperaturas de operación generan reacciones de craqueo que resultan en la producción de gases como H₂S y CO₂, condiciones bajo las cuales se observa la corrosión más agresiva. Seguido, la inyección de gases con tendencia corrosiva, cuyos efectos son evidentes, con calificación cuatro (4). Los siguientes escenarios, con calificación tres (3) y dos (2), son ambientes controlados donde la corrosión es manejable, siendo la inyección de químicos/polímeros/agua una categoría más crítica que la inyección de agua con calidad NACE, debido a la presencia de aditivos que el agua de calidad promedio no contiene. Como es de esperarse, la condición más óptima, y menos riesgosa, con calificación uno (1), es cuando no hay presencia de recobro.

Por otro lado, la asignación de calificaciones de acuerdo al tipo de afectación de recobro mejorado evalúa la magnitud de incidencia de la técnica de recobro sobre el pozo, de acuerdo con su ubicación respecto al patrón de recuperación. Cuanto más cercano o adentrado esté el pozo en el patrón, mayor afectación del recobro y por ello, mayor categoría de susceptibilidad de falla.

Cuadro 15. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el tipo de recobro del pozo.

Nivel de probabilidad	Tipo de recobro
5	Afectado por recobro térmico (vapor, combustión)
4	Afectado por inyección de gases con tendencia corrosiva
3	Afectado por inyección de químicos y/o polímeros y/o agua
2	Afectado por inyección de agua calidad Nace
1	No existen proyectos de recobro mejorado

Fuente ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 10. Consultado el 13 de agosto de 2019.

Cuadro 16. Valoración del nivel de probabilidad de falla según el nivel de influencia del patrón de recobro.

Nivel de probabilidad	Nivel de afectación
5	Afectación directa por recobro mejorado, pozos del patrón.
4	Afectación directa por recobro mejorado, pozos de segunda línea.
3	Afectación directa por recobro mejorado, pozos de tercera línea.
2	Pozos por fuera del patrón de inyección y de las líneas de influencia.
1	No existen proyectos de recobro mejorado.

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 11. Consultado el 13 de agosto de 2019.

2.1.1.3 Impactos. En este apartado se indicará cómo se debe realizar la evaluación de los impactos de los riesgos de integridad cuando se han materializado, en personas, clientes, en la reputación, en el área económica y en el área ambiental.

- **Personas.** Esta categoría, hace la evaluación de los impactos directos que produce la materialización de los riesgos sobre las personas: trabajadores (empleados, contratistas y subcontratistas), comunidad (personas que no son trabajadores de la empresa) y público general.
- **Económica.** Esta categoría, realiza la valoración de los impactos de los riesgos sobre las finanzas de la empresa, representados en posibles pérdidas económicas.
- **Ambiental.** En esta categoría, se deben evaluar las consecuencias en lo referente a daños ambientales, recursos naturales y afectación de especies.
- **Clientes.** Esta categoría, evalúa las posibles consecuencias en cuanto a la afectación que puedan presentar los clientes y el impacto sobre la participación de los mismos en el mercado.
- **Reputación.** Esta categoría, estudia la reputación de la empresa, como resultado del despliegue informativo y el grado de visibilidad de hechos ocurridos.

Para obtener la información que se requiere para llevar a cabo la evaluación de impactos, es necesario consultar los registros oficiales consignados por los trabajadores y los registros realizados por el área de Seguridad, Salud Ocupacional y Medioambiente (HSE).

Para realizar la valoración de impactos, debe utilizarse la calificación presentada en el **Cuadro 17**.

Cuadro 17. Valoración del nivel de gravedad según las categorías de impactos de los riesgos de integridad materializados.

CONSECUENCIAS					
CATEGORÍAS					
Personas	Económica (USD \$)	Ambiental	Clientes	Reputación	Gravedad
Una o más fatalidades de trabajadores o incapacidades permanentes a personal de la comunidad	>10'000.000	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	5
Incapacidad Permanente (total o parcial) de trabajadores o incapacidad temporal de personal de la comunidad	> 1'000.000 y ≤ 10'000.000	Importante	Pérdida de clientes de mercado sensible o prioritario	Nacional y con rechazo de un grupo de interés	4
Incapacidad temporal (≥ a 1 Día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad	>100.000 y ≤ 1'000.000	Localizada	Desabastecimiento y/o pérdida de clientes	Nacional y sin rechazo de un grupo de interés	3
Lesión Menor (sin incapacidad) en trabajadores o primeros auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad	> 10.000 y ≤ 100.000	Menor	Quejas y/o reclamos	Nacional y baja importancia	2
Lesión Leve de trabajadores (primeros auxilios)	<10.000	Leve	Incumplimiento de especificaciones solucionado	Local y baja importancia	1
Sin lesión	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	0

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 12. Consultado el 13 de agosto de 2019.

2.1.1.4 Análisis de susceptibilidad y matriz de priorización. La construcción de la matriz de priorización consta de dos componentes: susceptibilidad e impacto. La susceptibilidad se calcula a partir de la sumatoria del producto del peso asignado por Ecopetrol S.A. a cada parámetro por la calificación fijada durante la evaluación, según los criterios mencionados anteriormente. Conforme al acuerdo de confidencialidad establecido entre los autores y la empresa, los autores se reservan los pesos asignados a cada parámetro de susceptibilidad de falla. No obstante, la asignación de los pesos más altos, se discutirá en la sección de discusión de resultados.

El impacto, por su parte, corresponde al máximo de valores asignados, durante la evaluación de impactos, a cada una de las categorías de valoración (personas, económica, ambiental, clientes y reputación). Obtenido un valor consolidado para el criterio de susceptibilidad y un valor consolidado para el criterio de impacto, se realiza la intersección de las columnas y filas de calificación de cada criterio con el fin de asignar un nivel de priorización (Véase **Cuadro 18**).

Cuadro 18. Análisis de susceptibilidad e impactos para la obtención del nivel de priorización.

SUSCEPTIBILIDAD	IMPACTO	PRIORIZACIÓN
Promedio ponderado de los parámetros analizados. Peso de parámetro (PP)* Valor analizado (VA) $\Sigma(PP*VA)$	La valoración más alta evaluada: 5, 4, 3, 2, 1	Intersección del valor de susceptibilidad con el valor de cada impacto

Fuente. ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019, p. 14. Consultado el 13 de agosto de 2019.

De acuerdo con la intersección de las columnas de susceptibilidad con las filas de impacto, se presentará, en cada intersección, la distribución del número de pozos que se ubican en cada categoría de priorización, según la evaluación realizada, tal y como se presenta en la **Figura 3**.

Figura 3. Matriz de priorización y niveles de priorización.

		SUSCEPTIBILIDAD				
		1	2	3	4	5
IMPACTO	5	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
	4	Media	Media	Alta	Alta	Alta
	3	Baja	Baja	Media	Media	Alta
	2	Baja	Baja	Baja	Media	Media
	1	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja

Priorización
Alta
Media
Baja

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Matriz de evaluación de susceptibilidad de falla de pozos. [Base de datos en línea]. 2019. Consultado el 13 de agosto de 2019.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

La investigación es conducida a partir de la metodología y los datos presentados en el capítulo anterior. A partir de los resultados obtenidos, se procede a la construcción de la discusión orientada hacia la comparación y el contraste entre la evaluación realizada y los estudios previos llevados a cabo por Ecopetrol S.A., en materia de integridad de pozos en el Piedemonte Llanero, en la búsqueda de establecer las diferencias y las coincidencias, destacando las debilidades, limitaciones, fortalezas y aportes de la investigación, con el objetivo de desarrollar un plan integral que permita obtener conclusiones y recomendaciones que sean aplicables a la práctica.

3.1 ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DEL NIVEL DE PRIORIZACIÓN DE RIESGO

De acuerdo con la metodología y los datos que se han manejado en esta investigación, la siguiente discusión incluye el análisis sobre las limitaciones y las fortalezas de hacer el uso de una matriz para realizar la evaluación de riesgos de integridad de pozos, y el análisis sobre el aporte de los parámetros de susceptibilidad de falla y de las categorías de impacto, a la asignación de los niveles de priorización de riesgos.

3.1.1 Matrices como herramienta de evaluación. Tal y como lo establece la Norma ISO 16530-2 sobre la integridad de pozos, la evaluación de cualquier evento que esté relacionado con fallas de pozo viene normalmente representado en una matriz de evaluación de riesgo, de tal manera que el riesgo, pueda categorizarse con base en la combinación de los efectos de consecuencia y la probabilidad de ocurrencia¹⁰.

El proceso de evaluación de riesgo debe incluir: “la identificación de los tipos de anomalía de pozos y los eventos de falla relacionados, determinación de las consecuencias potenciales para cada uno de los tipos de evento de falla (impacto), determinación de la probabilidad de ocurrencia del evento, y determinación de la magnitud del riesgo”¹¹, independientemente de la herramienta que se seleccione para llevar a cabo la evaluación. No obstante, se observa que seleccionar una matriz como herramienta para el desarrollo del análisis de riesgo, permite cumplir con los requerimientos establecidos por la norma. Entonces, habiendo seleccionado la matriz como la herramienta para el cumplimiento de los objetivos de la presente investigación, la tarea consiste, ahora, en analizar las fortalezas y las limitaciones identificadas, durante la construcción de las dos matrices presentadas en el capítulo anterior.

¹⁰ ISO. *International Standard ISO 16530-2: Well Integrity for the operational phase*; 2013. p. 15

¹¹ *Ibíd.*, p.15

Como instrumento de evaluación, se ha identificado que la matriz proporciona los siguientes beneficios y se caracteriza por las siguientes fortalezas:

- ✓ Brinda consistencia en la priorización de riesgos, a través de una evaluación metódica de los mismos;
- ✓ Facilita la identificación de las áreas más críticas de riesgo y de las actividades que requieren de mayor atención, para los procesos de toma de decisiones;
- ✓ Promueve una contundente gestión de riesgos y monitoreo continuo, a través del uso eficiente de recursos operativos, basándose en los perfiles de riesgo evaluados.

Así mismo, la matriz evidencia limitaciones en el proceso de evaluación de riesgos, que se identifican como:

- ✓ Permite asignar calificaciones erróneas a las variables de estudio, sin proporcionar un método de verificación de las mismas, lo que se traduce en la toma incorrecta de decisiones;
- ✓ Admite la evaluación de parámetros de susceptibilidad de falla y de categorías de impacto, a través interpretaciones subjetivas, posibilitando la obtención de resultados inconsistentes cuando el análisis se realiza por diferentes partes;
- ✓ Sobredimensiona la simplicidad de los riesgos, eludiendo la volatilidad y complejidad de los mismos, sin considerar sus naturalezas de cambio.

De acuerdo con el análisis previamente realizado, a lo largo de la investigación, se aprovechan al máximo las fortalezas identificadas para la herramienta seleccionada, y se enfatiza en contrarrestar las limitaciones percibidas durante la construcción de las matrices de evaluación de riesgo. Primero, se asignaron las calificaciones a cada parámetro de susceptibilidad de falla, incluyendo su debida justificación técnica o de gestión (según se aplique). Segundo, en la búsqueda de evitar la subjetividad en la evaluación y asignación de valoraciones, se tomó como punto de partida la consulta de datos reales consignados y reportados oficialmente por la empresa. Finalmente, la volatilidad de los riesgos, según la naturaleza de las variables a las cuales se encuentra asociado, fue considerada para valorar el nivel de probabilidad de falla.

En conclusión, las matrices de riesgos utilizadas en la presente investigación fueron pobladas con información histórica y actual, verídica y oficial de los pozos evaluados, lo que les asigna un carácter menos generalizado y más preciso para el caso de estudio, y a su vez, las convierte en herramientas válidas para el cumplimiento de los objetivos.

3.1.2 Aporte de los parámetros de susceptibilidad de falla a la asignación de los niveles de priorización de riesgo. Tal y como se mencionó anteriormente, una de las medidas tomadas para reducir y mitigar las interpretaciones subjetivas referentes a las calificaciones asignadas a cada parámetro de susceptibilidad de

falla, fue especificar debidamente la justificación técnica que respalda dichas valoraciones. Si bien, el acuerdo de confidencialidad firmado entre los autores y la empresa impide la divulgación de los pesos asignados a cada parámetro de susceptibilidad de falla, para el cálculo final de susceptibilidad de cada pozo, es posible indicar cuales corresponden a aquellos fijados con el mayor peso, debido al aporte a la criticidad de riesgo que representan, lo cual se discutirá a continuación. Bien se ha establecido, que la esencia sobre el manejo de la integridad de pozos reside sobre las barreras envolventes y los elementos que las conforman, pues estas deben prevenir el movimiento no controlado de fluidos de formación hacia la superficie y hacia otras formaciones.

En este orden de ideas, aquellos parámetros que impactan directamente las barreras de pozos o constituyen, como tal, barreras de pozos en sí mismas, son aquellos a quienes se les debe prestar mayor atención, y por esta razón, son a quienes se les debe fijar el mayor peso para el cálculo total de la susceptibilidad de falla de pozos. Por consiguiente, de los catorce (14) parámetros de susceptibilidad evaluados, según lo acordado por Ecopetrol S.A. y el ICP, se observa que los de más alto peso corresponden a:

- ✓ Estado de válvulas de superficie;
- ✓ Agresividad de corrosión de fluido del pozo;
- ✓ Pérdida de espesor del revestimiento;
- ✓ Daño mecánico del revestimiento;
- ✓ Estabilidad de la formación;
- ✓ Presencia del cemento;
- ✓ Calidad del cemento.

3.1.3 Aporte de las categorías de impacto a la asignación de los niveles de priorización de riesgo. En lo que respecta las categorías de impacto, es de observar que, de acuerdo con la metodología planteada para la presente investigación, se asigna a todas las categorías la misma magnitud de aporte al nivel de riesgo. Esto, debido a que por sí mismas, las categorías de impacto no son comparables entre sí porque impactan, valga la redundancia, sectores diferentes de la operación de la empresa. En este orden de ideas, lo adecuado es partir de la premisa de que todas las categorías de impacto se encuentran en el mismo nivel de importancia.

De acuerdo con lo anterior, el análisis de valoración de impactos arroja como resultado la calificación más alta obtenida en el panorama global de las cinco (5) categorías evaluadas. Es decir, que el valor de impacto asignado a cada pozo es indicador del escenario más crítico que podría experimentar el mismo, de acuerdo con su ubicación geográfica, cercanía a fuentes hídricas y comunidades, mano de obra presente en la zona, magnitud productiva o inyectora de los pozos, entre otros. En este orden de ideas, y de acuerdo con la naturaleza de evaluación de las categorías de impacto con respecto a los parámetros de susceptibilidad de falla, se

puede inferir que un ajuste en la magnitud del impacto va a tener una mayor incidencia sobre el nivel de priorización de riesgo de un pozo, que un ajuste en alguno de los parámetros de susceptibilidad de falla. Lo anterior se justifica porque, la valoración final de susceptibilidad de falla de un pozo está en función de los catorce (14) parámetros analizados y del peso que se fijó para el parámetro que se ajuste, mientras que la valoración final de impacto, está únicamente en función de la calificación máxima obtenida entre las cinco (5) categorías de análisis de impacto.

3.2 SELECCIÓN DE LA MUESTRA DE POZOS DE ESTUDIO MÁS REPRESENTATIVOS

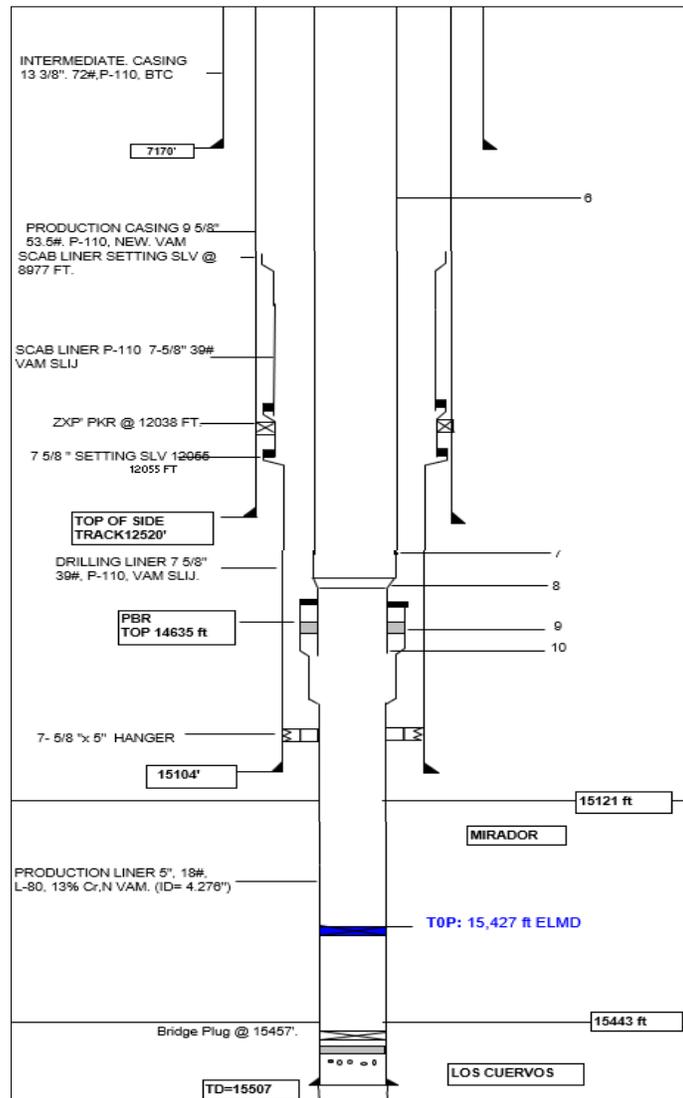
Hecha la claridad y el análisis de la metodología utilizada en la presente investigación, sigue la aclaración sobre la selección de la muestra de estudio. De acuerdo con la evaluación general del estado actual de todos los pozos de los tres campos del Piedemonte Llanero, como se mencionó anteriormente, los pozos activos, inactivos y suspendidos, en contraste con los pozos abandonados, son más tendientes a fallar debido a su naturaleza y condición operativa. Esto debido a que, para el caso de los pozos activos, inactivos y suspendidos, las barreras de integridad cumplen funciones tanto operativas como de contención, mientras que, en el caso de los pozos abandonados, las barreras cumplen, únicamente, con la función exclusiva de impedir el flujo no controlado de fluidos fuera del pozo.

Por esta razón, la muestra que se seleccionó corresponde a los pozos activos, inactivos y suspendidos de los tres campos, muestra que abarca aproximadamente el 60% de la totalidad de los pozos. Por su parte, del análisis, se descartan los pozos abandonados, ya que no se cuenta con la información suficiente para la realización de una evaluación global de susceptibilidad de falla y de riesgos de integridad de los mismos.

3.3 DEFINICIÓN DE LAS CATEGORÍAS DE SUSCEPTIBILIDAD DE FALLA E IMPACTO

Seleccionada la muestra de pozos a estudiar, se lleva a cabo la evaluación realizada al detalle para cada uno de los parámetros respectivos, lo cual permite definir las categorías de susceptibilidad e impacto, de acuerdo con los problemas de integridad identificados asociados al ciclo de vida de cada pozo de estudio. A continuación, se presenta un estado mecánico tipo, **Figura 4**, con el objetivo de ejemplificar los aspectos relevantes revisados en el esquema para llevar a cabo la evaluación de integridad.

Figura 4. Estado mecánico del pozo A13.



Fuente. ECOPETROL S.A. Reportes oficiales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2019. Consultado el 15 de enero de 2020.

A partir de la **Figura 4**, se identifican las variables que se presentan a continuación:

- ✓ Presencia o no de un sistema de levantamiento artificial, que añada barreras de integridad al pozo;
- ✓ Profundidad de las fuentes de fluidos, traslapes, y zonas de afectación por intervención, para el contraste con la profundidad y la calidad de las zonas cementadas halladas en los registros de cementación;
- ✓ Estado del revestimiento, como ruptura o presencia de restricciones asociadas al daño mecánico del mismo;
- ✓ Formaciones atravesadas por la trayectoria del pozo.

Adicionalmente, el estado del revestimiento se evaluó con base en la naturaleza del casing de producción, en donde es importante mencionar que, en general, la gran mayoría de los pozos evidenciaron contar con tuberías que presentan las siguientes características de la **Tabla 4**.

Tabla 4. Naturaleza de las tuberías de producción en los campos A, B y C.

Diámetro externo-OD (in)	9,625
Diámetro interno-ID (in)	8,535
Peso (lb/ft)	53,5
Grado	P-110
Presión de colapso (psi)	7.950
Presión interna (psi)	10.900
Elasticidad de tubería (lb/ft)	1'710.000
Tipo de rosca	New Vam

Fuente: Elaboración propia.

Es importante mencionar que el estado mecánico de un pozo, se considera la fuente principal de información, debido a que en él se encuentran consignados todos los eventos que han ocurrido durante el ciclo de vida de los pozos, y es a partir de estos eventos que es posible completar estudio de los demás parámetros de susceptibilidad asociados a la integridad. No obstante, cabe resaltar que además de los estados mecánicos, también se revisaron otras fuentes de información como registros de cementación, reportes oficiales de producción y yacimientos, registros de integridad, reportes de calibración de tubería y reportes del estado de válvulas de superficie.

A partir de la información consultada, se asigna una valoración de susceptibilidad de falla y una calificación a la magnitud del impacto, que son posteriormente ponderadas para obtener una valoración final que define y actualiza el nivel de priorización de riesgo de cada pozo. A continuación, se presenta la **Tabla 5** donde se encuentra la consolidación de la información correspondiente a la priorización resultante de las valoraciones mencionadas.

Tabla 5. Matriz de categorías de susceptibilidad de falla y magnitud de impacto para cada pozo de estudio.

INFORMACIÓN GENERAL			PARÁMETROS DE SUSCEPTIBILIDAD														S	I	P
Campo	Pozo	Tipo pozo	TSL	HST			CORR	PyT	CMTO		RVTO		EF	CV	RCB				
				TC	TIA	INT			PC	CC	PE	DM			TR	NA			
A	A1	INYECTOR	5	3	1	4	2	1	4	4	1	1	5	1	4	1	3	4	Media
A	A2	PRODUCTOR	5	3	1	1	3	1	2	3	1	3	5	1	4	5	3	5	Alta
A	A3	INYECTOR	5	3	1	5	1	1	3	4	1	3	5	1	1	2	3	4	Media
A	A4	PRODUCTOR	5	1	1	1	2	1	3	5	1	5	5	1	4	5	3	4	Media
A	A5	SUSPENDIDO	5	3	5	4	1	1	3	4	1	1	5	1	4	5	3	4	Media
A	A6	PRODUCTOR	5	3	1	4	4	1	2	3	2	1	5	1	4	5	3	5	Alta
A	A7	INYECTOR	5	1	1	4	1	1	2	3	1	1	5	3	4	5	3	5	Alta
A	A8	PRODUCTOR	5	1	1	4	1	1	3	5	1	1	5	1	4	5	3	5	Alta
A	A9	PRODUCTOR	5	3	1	1	1	1	3	4	1	3	5	1	3	1	3	5	Alta
A	A10	PRODUCTOR	4	2	1	4	1	1	2	4	1	3	5	1	4	5	3	4	Media
A	A11	INYECTOR	5	2	1	1	1	1	2	3	1	1	5	2	3	1	2	5	Media
A	A12	INACTIVO	5	2	5	4	1	1	2	3	1	3	5	1	4	5	3	5	Alta
A	A13	PRODUCTOR	5	3	1	4	2	1	3	5	1	3	5	1	4	5	3	3	Media
A	A14	PRODUCTOR	5	3	1	1	4	1	4	5	2	1	5	1	4	5	3	3	Media
A	A15	PRODUCTOR	5	2	1	4	1	1	3	4	1	3	5	1	4	5	3	3	Media
A	A16	INYECTOR	5	3	1	1	1	1	2	2	1	1	5	1	4	5	3	5	Alta
A	A17	PRODUCTOR	5	3	1	4	2	1	3	3	1	3	5	1	4	5	3	5	Alta
A	A18	PRODUCTOR	5	3	1	4	1	1	3	4	1	3	5	1	4	5	3	4	Media
A	A19	PRODUCTOR	5	1	1	4	1	1	3	3	1	1	5	1	4	5	3	4	Media
A	A20	SUSPENDIDO	5	1	5	4	1	1	4	4	1	3	5	1	4	5	3	3	Media
A	A21	PRODUCTOR	5	2	1	4	1	1	3	4	1	1	5	1	4	5	3	4	Media
A	A22	SUSPENDIDO	5	3	5	1	1	1	4	4	5	3	5	1	4	5	3	4	Media

ABREVIATURAS

TSL: Tipo de sistema de levantamiento
HST: Historia del pozo
TC: Tiempo de construcción
TIA: Tiempo de inactividad
INT: # de intervenciones en los últimos cinco años
CORR: Agresividad de corrosión del fluido del pozo

PyT: Monitoreo en cabeza del pozo (Presión y Temperatura)
CMTO: Calidad/Estado del cemento
PC: Presencia del cemento
CC: Calidad del cemento
RVTO: Calidad/Estado del revestimiento
PE: Pérdida de espesor
DM: Daño Mecánico

EF: Estabilidad de formación
CV: Calidad de las válvulas de superficie
RCB: Afectación por recobro mejorado
TR: Tipo de recobro
NA: Nivel de afectación
S: Susceptibilidad
I: Impacto
P: Priorización

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5. Continuación.

INFORMACIÓN GENERAL			PARÁMETROS DE SUSCEPTIBILIDAD													S	I	P	
Campo	Pozo	Tipo pozo	TSL	HST			CORR	PyT	CMTO		RVTO		EF	CV	RCB				
				TC	TIA	INT			PC	CC	PE	DM			TR	NA			
A	A23	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	3	3	1	3	5	1	4	5	3	3	Media
A	A24	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	3	4	4	5	5	1	4	5	4	3	Media
A	A25	PRODUCTOR	5	2	1	1	1	1	3	4	3	3	5	1	4	5	3	3	Media
A	A26	PRODUCTOR	5	2	1	5	2	1	3	3	1	1	5	1	4	5	3	4	Media
A	A27	PRODUCTOR	5	2	1	1	1	1	2	3	1	3	5	1	4	5	3	4	Media
A	A28	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	3	5	1	3	5	1	4	5	3	4	Media
B	B1	PRODUCTOR	5	3	1	5	2	1	4	4	1	3	5	2	1	2	3	3	Media
B	B2	INACTIVO	5	3	5	4	1	1	4	5	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B3	PRODUCTOR	5	3	1	4	3	1	2	2	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B4	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	3	4	1	3	5	1	4	2	3	4	Media
B	B5	PRODUCTOR	5	3	1	4	2	1	3	5	1	3	5	3	1	2	3	3	Media
B	B6	PRODUCTOR	5	3	1	4	1	1	3	3	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B7	INACTIVO	5	2	5	5	1	1	3	4	1	1	5	1	1	2	3	3	Media
B	B8	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	4	5	1	5	5	1	4	2	3	4	Media
B	B9	PRODUCTOR	5	3	1	5	2	1	3	3	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B10	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	4	5	1	3	5	1	4	2	3	3	Media
B	B11	INACTIVO	5	2	5	4	1	1	2	4	5	1	5	1	1	2	3	3	Media
B	B12	PRODUCTOR	5	3	1	5	1	1	2	4	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B13	PRODUCTOR	5	3	1	4	1	1	2	3	1	1	5	1	1	2	3	3	Media
B	B14	PRODUCTOR	5	2	1	4	1	1	2	3	1	3	5	1	1	2	3	4	Media
B	B15	PRODUCTOR	5	2	1	5	1	1	3	4	1	1	5	1	1	2	3	4	Media
B	B16	INACTIVO	5	3	5	5	1	1	4	4	1	3	5	1	1	2	3	3	Media

ABREVIATURAS

TSL: Tipo de sistema de levantamiento
HST: Historia del pozo
TC: Tiempo de construcción
TIA: Tiempo de inactividad
INT: # de intervenciones en los últimos cinco años
CORR: Agresividad de corrosión del fluido del pozo

PyT: Monitoreo en cabeza del pozo (Presión y Temperatura)
CMTO: Calidad/Estado del cemento
PC: Presencia del cemento
CC: Calidad del cemento
RVTO: Calidad/Estado del revestimiento
PE: Pérdida de espesor
DM: Daño Mecánico

EF: Estabilidad de formación
CV: Calidad de las válvulas de superficie
RCB: Afectación por recobro mejorado
TR: Tipo de recobro
NA: Nivel de afectación
S: Susceptibilidad
I: Impacto
P: Priorización

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5. Continuación.

INFORMACIÓN GENERAL			PARÁMETROS DE SUSCEPTIBILIDAD														S	I	P
Campo	Pozo	Tipo pozo	TSL	HST			CORR	PyT	CMTO		RVTO		EF	CV	RCB				
				TC	TIA	INT			PC	CC	PE	DM			TR	NA			
B	B17	PRODUCTOR	5	3	1	4	2	1	3	3	1	1	5	1	1	2	3	3	Media
B	B18	PRODUCTOR	5	3	1	5	1	1	4	5	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B19	INYECTOR	5	3	1	5	1	1	2	3	1	3	5	1	4	2	3	5	Alta
B	B20	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	3	4	1	3	5	1	4	2	3	3	Media
B	B21	PRODUCTOR	5	3	1	5	3	1	3	3	1	1	5	3	1	2	3	5	Alta
B	B22	INYECTOR	5	2	1	1	1	1	2	3	1	3	5	1	4	2	3	3	Media
B	B23	PRODUCTOR	5	2	1	5	2	1	3	4	1	3	5	1	1	2	3	4	Media
B	B24	PRODUCTOR	5	2	1	4	1	1	3	4	1	1	5	1	1	2	3	4	Media
B	B25	PRODUCTOR	5	2	1	5	1	1	4	5	1	1	5	1	1	2	3	4	Media
B	B26	PRODUCTOR	5	3	1	4	2	1	3	5	1	3	5	1	1	2	3	4	Media
B	B27	INYECTOR	5	1	1	4	1	1	2	3	1	1	5	1	4	2	3	3	Media
B	B28	PRODUCTOR	5	3	1	4	1	1	2	4	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B29	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	2	3	1	3	5	1	4	2	3	4	Media
B	B30	INACTIVO	5	3	5	4	1	1	2	3	1	1	5	1	1	2	3	3	Media
B	B31	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	4	4	1	3	5	1	4	2	3	4	Media
B	B32	PRODUCTOR	5	3	1	5	1	1	3	3	1	3	5	1	1	2	3	4	Media
B	B33	INACTIVO	5	3	5	5	2	1	2	3	2	5	5	1	1	2	3	3	Media
B	B34	INYECTOR	5	3	1	5	1	1	3	4	1	3	5	1	4	2	3	3	Media
B	B35	SUSPENDIDO	5	3	5	4	1	1	2	3	2	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B36	PRODUCTOR	5	3	1	4	1	1	3	4	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B37	INACTIVO	5	3	5	5	1	1	3	2	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B38	PRODUCTOR	5	3	1	1	1	1	4	4	1	3	5	1	1	2	3	3	Media

ABREVIATURAS

TSL: Tipo de sistema de levantamiento
HST: Historia del pozo
TC: Tiempo de construcción
TIA: Tiempo de inactividad
INT: # de intervenciones en los últimos cinco años
CORR: Agresividad de corrosión del fluido del pozo

PyT: Monitoreo en cabeza del pozo (Presión y Temperatura)
CMTO: Calidad/Estado del cemento
PC: Presencia del cemento
CC: Calidad del cemento
RVTO: Calidad/Estado del revestimiento
PE: Pérdida de espesor
DM: Daño Mecánico

EF: Estabilidad de formación
CV: Calidad de las válvulas de superficie
RCB: Afectación por recobro mejorado
TR: Tipo de recobro
NA: Nivel de afectación
S: Susceptibilidad
I: Impacto
P: Priorización

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5. Continuación.

INFORMACIÓN GENERAL			PARÁMETROS DE SUSCEPTIBILIDAD													S	I	P	
Campo	Pozo	Tipo pozo	TSL	HST			CORR	PyT	CMTO		RVTO		EF	CV	RCB				
				TC	TIA	INT			PC	CC	PE	DM			TR	NA			
B	B39	PRODUCTOR	5	1	1	4	1	1	3	4	1	1	5	1	1	2	3	3	Media
B	B40	SUSPENDIDO	5	2	5	5	1	1	3	3	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
B	B41	INYECTOR	5	2	1	4	1	1	2	4	1	3	5	1	4	2	3	3	Media
B	B42	INYECTOR	5	3	1	4	1	1	2	4	1	3	5	1	4	2	3	3	Media
B	B43	INYECTOR	5	3	1	5	1	1	2	4	1	3	5	1	4	2	3	4	Media
B	B44	INACTIVO	5	3	5	5	1	1	4	4	1	1	5	3	1	2	3	3	Media
B	B45	INYECTOR	5	3	1	5	1	1	2	4	1	3	5	2	4	2	3	4	Media
C	C1	INYECTOR	5	2	1	4	1	1	4	4	1	3	5	1	4	2	3	3	Media
C	C2	PRODUCTOR	5	3	1	1	1	1	4	4	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
C	C3	PRODUCTOR	5	2	1	1	1	1	3	5	1	3	5	1	1	2	3	4	Media
C	C4	INYECTOR	5	2	1	1	1	1	3	4	1	1	5	1	4	2	3	3	Media
C	C5	INYECTOR	5	2	1	1	1	1	2	3	1	3	5	1	4	2	3	3	Media
C	C6	PRODUCTOR	5	2	1	1	1	1	2	3	1	3	5	1	1	2	3	3	Media
C	C7	PRODUCTOR	5	2	1	4	1	1	2	3	1	3	5	1	1	2	3	4	Media
C	C8	PRODUCTOR	5	2	1	1	2	1	2	3	1	3	5	1	1	2	3	4	Media
C	C9	INYECTOR	5	2	1	1	1	1	2	2	1	1	5	1	4	2	2	4	Media
C	C10	PRODUCTOR	5	3	1	4	2	1	4	4	1	3	5	1	1	2	3	4	Media
C	C11	PRODUCTOR	5	3	1	4	1	1	4	4	1	3	5	1	1	2	3	3	Media

ABREVIATURAS

TSL: Tipo de sistema de levantamiento
HST: Historia del pozo
TC: Tiempo de construcción
TIA: Tiempo de inactividad
INT: # de intervenciones en los últimos cinco años
CORR: Agresividad de corrosión del fluido del pozo

PyT: Monitoreo en cabeza del pozo (Presión y Temperatura)
CMTO: Calidad/Estado del cemento
PC: Presencia del cemento
CC: Calidad del cemento
RVTO: Calidad/Estado del revestimiento
PE: Pérdida de espesor
DM: Daño Mecánico

EF: Estabilidad de formación
CV: Calidad de las válvulas de superficie
RCB: Afectación por recobro mejorado
TR: Tipo de recobro
NA: Nivel de afectación
S: Susceptibilidad
I: Impacto
P: Priorización

Fuente: Elaboración propia.

3.4 ACTUALIZACIÓN DE LOS NIVELES DE RIESGO PARA LOS POZOS DE ESTUDIO

Habiendo definido las categorías de susceptibilidad de falla e impacto, junto con sus respectivas valoraciones y con ellas, el nivel de priorización, se genera la actualización de los niveles de riesgo de los pozos que se consolida en la denominada “Matriz de priorización y niveles de riesgo”, como se ha explicado en el capítulo anterior sobre metodología de la investigación y datos. A continuación, se presenta la matriz resultante (**Cuadro 19**) de acuerdo con las valoraciones obtenidas.

Cuadro 19. Matriz de priorización y niveles de riesgo

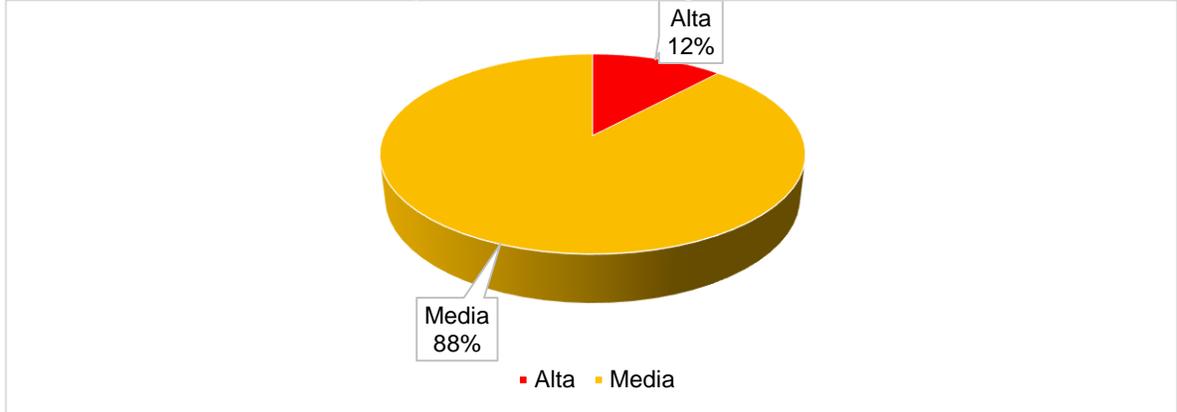
		SUSCEPTIBILIDAD				
		1	2	3	4	5
IMPACTO	5	0	1	10	0	0
	4	0	1	28	0	0
	3	0	0	43	1	0
	2	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0

Priorización	
Alta	10
Media	74
Baja	0

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el conteo de pozos que pueden ubicarse en cada nivel de priorización de riesgo, la distribución porcentual correspondiente a la totalidad de los pozos activos, inactivos y suspendidos se encuentra entre la priorización media y alta. Tal y como se observa a continuación, el 12% de los pozos se encuentra en el nivel más crítico, mientras que el 88% restante se ubica en el nivel medio (Véase **Gráfica 1**).

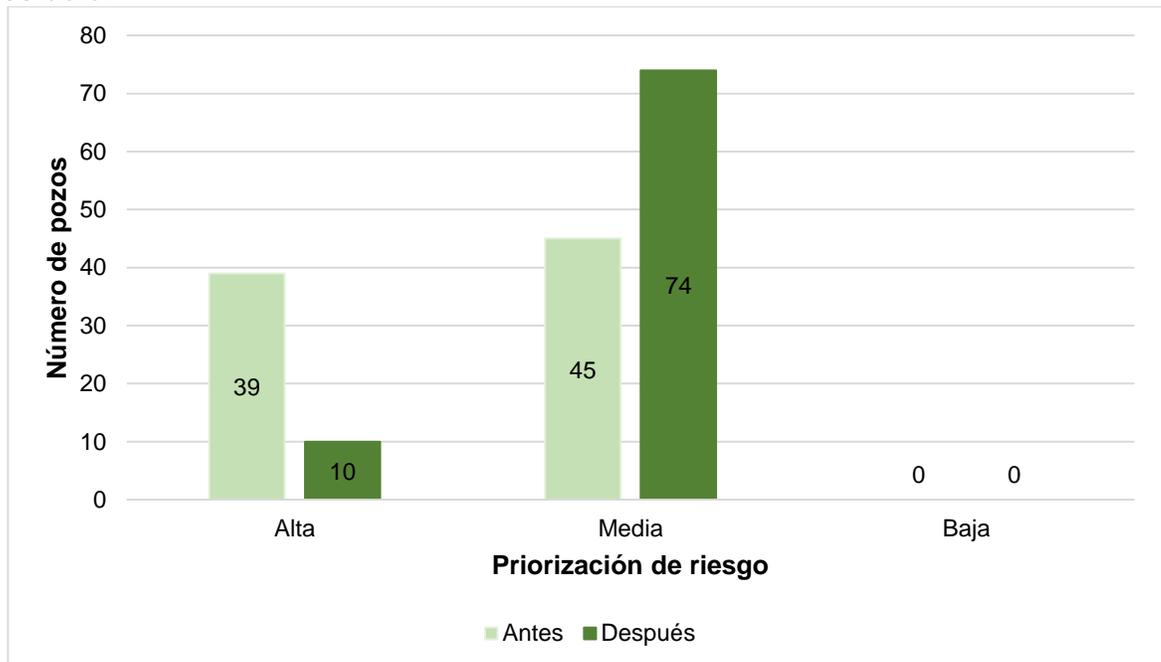
Gráfica 1. Distribución de la priorización de riesgos.



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los objetivos trazados para la presente investigación, la evaluación de los parámetros de integridad de los pozos de estudio está en la búsqueda de generar una actualización de los niveles de riesgo que tiene la empresa, en los que se hace visible una tendencia basada en el sobredimensionamiento de los escenarios propensos a la materialización de riesgos. Mediante los resultados obtenidos, se observa el contraste entre el número de pozos ubicados en cada nivel de riesgo a priori y a posteriori a la evaluación de integridad, representados en la **Gráfica 2.**

Gráfica 2. Actualización de los niveles de riesgo en los pozos de los campos de estudio.



Fuente: Elaboración propia.

Anterior al desarrollo del plan de análisis, prevención y control de riesgos sugerido en la presente investigación, la empresa Ecopetrol S.A. inició el despliegue del sistema de integridad que se había fijado implementar en la región del Piedemonte Llanero. Se adelantó un estudio sobre el estado generalizado de los pozos presentes en dicha zona, con el fin de definir el nivel de priorización de riesgo de cada pozo y así, obtener visibilidad sobre la condición de susceptibilidad de falla e impactos que se asociaban a este sector de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Para alcanzar la meta, Ecopetrol S.A., adoptó una metodología que consistió en llevar a cabo una evaluación, de carácter simplificado y global, la cual asignó las condiciones de criticidad más alta, tanto para los parámetros de susceptibilidad de falla como para las categorías de impacto, con el objetivo de que la empresa se preparara y se proyectara para enfrentar los escenarios más delicados que pudieran derivarse de las anomalías detectadas. No obstante, la premisa bajo la cual se desarrolló la primera versión del sistema de integridad de la región resultó generando un modelo de evaluación cuyos resultados reflejaron evidente sobredimensionamiento de las condiciones de los pozos.

Es por esta razón que la evaluación realizada previamente por Ecopetrol S.A., arrojó resultados en los que cerca 47% de los pozos (39 pozos) se encontraron en nivel de priorización de riesgo “Alto”, indicando que aproximadamente la mitad de los pozos de los campos de estudio, requerían de intervención inmediata. Sin embargo, y a pesar de que la preparación que adquiere la empresa frente a los supuestos escenarios de materialización de riesgos trae consigo un sinnúmero de beneficios y ventajas, también se hizo evidente la necesidad de adquirir visibilidad sobre el estado de riesgo actual de los pozos, desde una perspectiva más detallada y soportada por la naturaleza histórica de los mismos.

Es así entonces, como surge la iniciativa de desarrollar el plan de análisis, prevención y control de riesgos, a partir del cual se obtuvo que 10 pozos se encuentran en nivel de priorización “Alto”, 74 pozos en nivel “Medio” y se mantuvo que ningún pozo se encontraba en nivel “Bajo” (véase **Cuadro 19**).

En contraste con lo mencionado anteriormente, de acuerdo con la evaluación realizada se evidencia una reducción de la priorización de riesgo de “Alta” a “Media”, en el 35% de los pozos analizados, en esta evaluación respecto a la realizada por Ecopetrol S.A. previamente, lo cual corrobora el sobredimensionamiento al que se hizo referencia y la mejora frente a la adquisición de una perspectiva más acercada a la realidad de los campos de estudio.

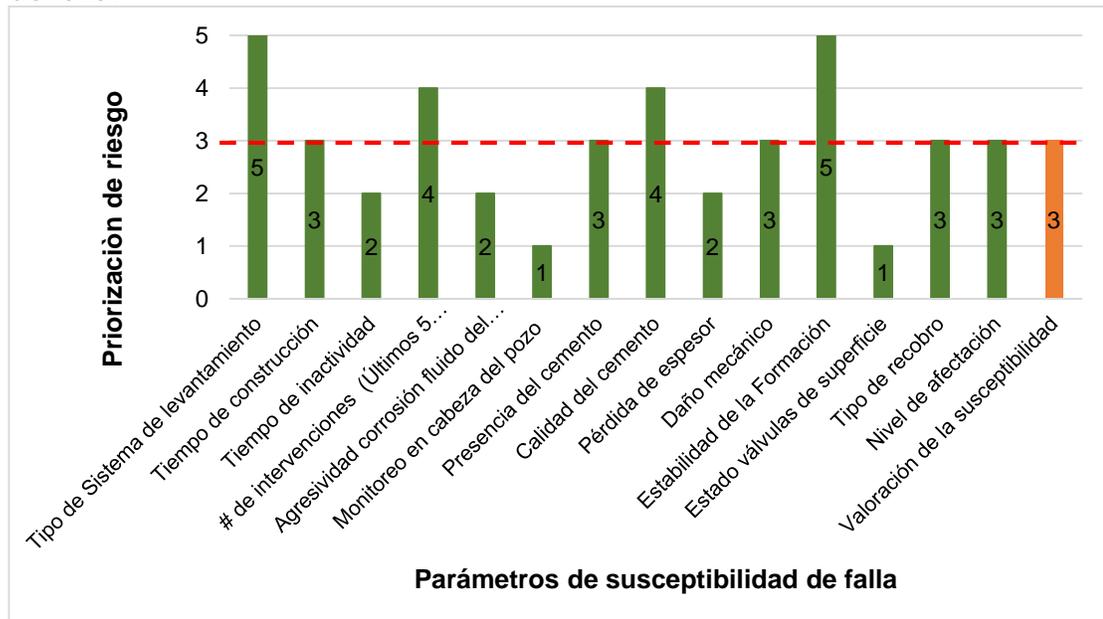
3.4.1 Desglose generalizado de los parámetros de susceptibilidad de falla y de las categorías de impacto. Habiendo realizado la debida actualización de los niveles de riesgo, indicados previamente, se procede a realizar el desglose generalizado de los parámetros de susceptibilidad de falla y de las categorías de impacto, lo que permite identificar las áreas más críticas de riesgo, y en los procesos

de toma de decisiones, la definición y selección de las actividades que requieren de mayor atención. Para ello, se realiza el promedio de las valoraciones asignadas a los pozos por cada una de las variables de análisis, con el fin de determinar el comportamiento de cada parámetro y su magnitud de contribución tanto a la calificación de susceptibilidad de falla como a la calificación de impacto, y con ellos, a la priorización del nivel de riesgo.

A continuación (**Gráfica 3 y 4**), se presentan los promedios obtenidos para las variables de susceptibilidad y para las categorías de impacto, respectivamente. Nótese que en las gráficas se incluye una columna adicional llamada “Valoración de la susceptibilidad” y “Valoración del impacto”, cuyo valor corresponde a un promedio ponderado para el caso de la susceptibilidad y el valor máximo obtenido para el caso del impacto, proceso que será discutido más adelante.

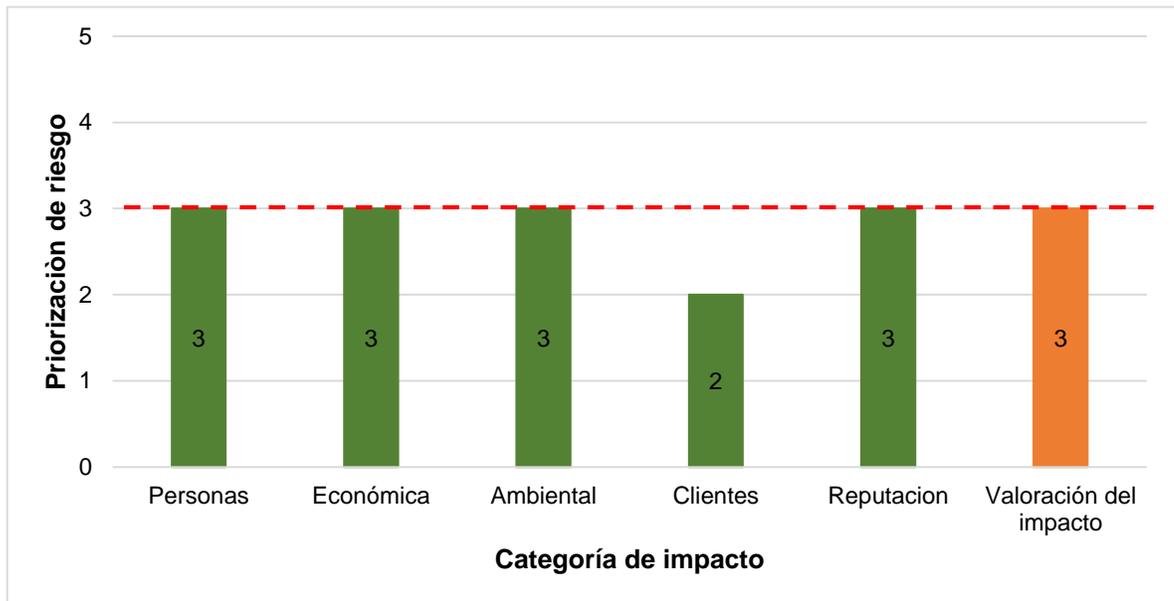
Adicionalmente, debe advertirse el trazado de una línea punteada roja en la valoración de tres (3) para el eje de priorización de riesgo, que indica que aquellas columnas, de las dos gráficas, cuya magnitud supere dicha línea, es necesario prestarles especial atención, lo que nuevamente será discutido más adelante.

Gráfica 3. Promedio de priorización de riesgo, según parámetros de susceptibilidad de falla.



Fuente: Elaboración propia.

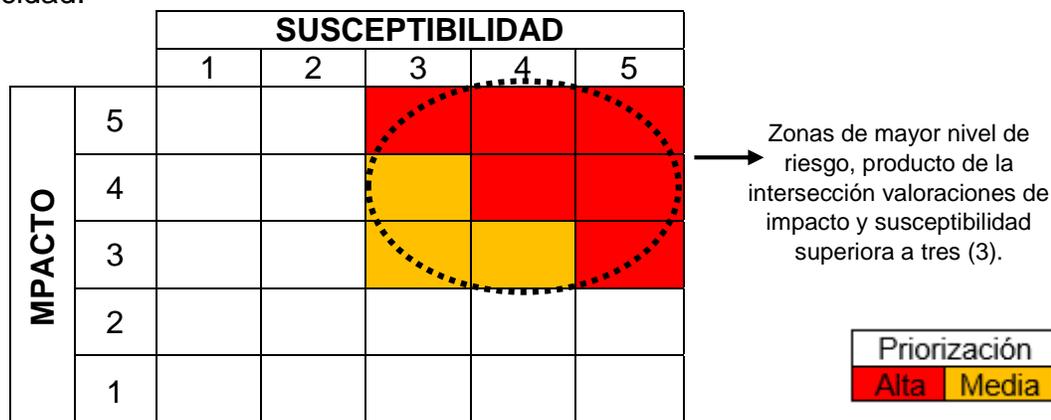
Gráfica 4. Promedio de priorización de riesgo, según categorías de impacto.



Fuente: Elaboración propia.

3.4.1.1 Análisis de las variables con calificación asignada promedio superior a tres. En primera instancia, tal y como se observa en la **Gráfica 3**, en la **Gráfica 4**, se advierte el trazado de una línea punteada roja en la valoración de tres (3) para el eje de priorización de riesgo. Esta línea fue trazada considerando las valoraciones de tres (3) a cinco (5) tanto para impacto como para susceptibilidad, de forma que la intersección de esta pareja de valoraciones (3 a 5 en susceptibilidad y 3 a 5 en impacto), arroja los niveles de priorización más altos de la matriz de priorización de riesgo, tal y como se observa en la **Figura 4**, en la que se han resaltado únicamente las categorías referenciadas.

Figura 5. Matriz de priorización de riesgo con indicación de zonas de mayor criticidad.



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con lo anterior, se establece el límite para definir los parámetros que deben considerarse prioritarios y los que son de menor relevancia, a la hora de sugerir estrategias que garanticen la prevención y el control de riesgos, en la integridad de los pozos. Es por esta razón que se ha trazado la línea recta en valoración tres (3) tanto para las gráficas de susceptibilidad de falla como para las gráficas de impacto, con tal de discernir las variables sobre las cuales se formulará más adelante el plan de acción.

Se obtuvo que, para la totalidad de los pozos, según la identificación de cuales de estos promedios igualaban, superaban o se encontraban por debajo del valor de tres (3), los parámetros de susceptibilidad y las categorías de impacto, se clasifican en los grupos que se presentan en el **Cuadro 20** y en el **Cuadro 21**.

Cuadro 20. Clasificación de los parámetros de susceptibilidad de falla según la relevancia reflejada en los resultados hallados para la totalidad de los pozos.

Parámetros de susceptibilidad de mayor relevancia (Calificación > 3)	Tipo de sistema de levantamiento
	Número de intervenciones
	Calidad del cemento
	Estabilidad de la formación
Parámetros de susceptibilidad de relevancia media (Calificación = 3)	Tiempo de construcción
	Presencia del cemento
	Daño Mecánico
	Tipo de recobro
Parámetros de susceptibilidad de menor relevancia (Calificación < 3)	Nivel de afectación
	Tiempo de inactividad
	Agresividad de corrosión de fluido
	Monitoreo en cabeza de pozo
	Pérdida de espesor
	Estado de válvulas de superficie

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 21. Clasificación de las categorías de impacto según la relevancia reflejada en los resultados hallados para la totalidad de los pozos.

Categorías de impacto de mayor relevancia (Calificación > 3)	Ninguna
Categorías de impacto de relevancia media (Calificación = 3)	Personas
	Económica
	Ambiental
	Reputación
Categorías de impacto de menor relevancia (Calificación < 3)	Clientes

Fuente: Elaboración propia.

Según la categorización mostrada previamente, se hace evidente una relación estrecha y consistente entre la naturaleza operativa de los campos de estudio y los resultados obtenidos durante la evaluación de riesgos, con referencia, esencialmente, a los parámetros de susceptibilidad de falla y las categorías de impacto de mayor relevancia. El análisis reside consecutivamente sobre aquellas

variables que representan para la empresa el mayor riesgo, aclarando que, si bien el resto de las variables deben monitorearse y considerarse, no deben corresponder al foco en la toma de decisiones para el control y la prevención.

Así entonces, en lo que respecta a la energía productiva de los yacimientos de los campos de estudio, y a las propiedades de los fluidos de reservorio, los pozos de estos campos no requieren de un sistema de levantamiento artificial, razón por la cual en la actualidad todos los pozos se encuentran produciendo por flujo natural (con excepción de un piloto de Gas Lift).

Por su parte, y como se especificó en la sección geológica de la presente investigación, el Piedemonte Llanero se caracteriza por una especial conformación de alta complejidad geológica que le atribuye a los campos de esta zona, una marcada tendencia, a generar grandes y riesgosos diferenciales de presión, asociados a la alta profundidad de operación al igual que un riesgo inminente asociado a esfuerzos geo mecánicos a los que se encuentran sometidos los pozos perforados en la zona. De ahí, que el parámetro de estabilidad de la formación, en relación con la calidad cemento en cuanto al nivel de adherencia, se consideran parámetros de relevancia mayor.

En otro orden de ideas, a partir de los datos de historia mencionados al inicio de la presente investigación, es de notar que los pozos estudiados corresponden a pozos maduros quienes llevan un tiempo suficientemente considerable bajo condiciones de operación, lo que implica que los pozos constantemente requieran de intervenciones para asegurar ambientes óptimos de trabajo. Esto incrementa la tendencia del número de intervenciones, convirtiendo esta variable en un parámetro de mayor relevancia.

Finalmente, con referencia a las categorías de impacto, se asignó la relevancia más significativa a todas las categorías, a excepción de clientes, debido a que, por un lado, las categorías de personas, ambiental, económicas y de reputación, se ven altamente comprometidas en cuanto a que los pozos de estudio se ubican en zonas que registran cercanía a fuentes hídricas, comunidades aledañas, y un número considerable de trabajadores. Entonces, en caso de materializarse cualquier riesgo identificado, la empresa se vería en la obligación de destinar más recursos económicos a la remediación de los daños causados por la pérdida de integridad particular generada, y en este orden de ideas, es así como estas cuatro categorías se consideran cruciales y estratégicas.

Por su parte, si bien la categoría de clientes es relevante, Ecopetrol S.A. ha identificado, basado en su experticia y en los eventos enfrentados a lo largo de la historia, que, durante los eventos registrados de pérdida de integridad de pozos, los clientes son los que menos comprometen la magnitud del impacto del suceso, y por ello, son menos relevantes, que los otros cuatro.

3.4.1.2 Columnas de valoración de susceptibilidad de falla y valoración de impacto. Nuevamente, en la **Gráfica 3**, y **Gráfica 4**, se incluyen columnas de valoración de susceptibilidad de falla y de valoración de impacto, correspondientemente, obtenidas a partir de un promedio ponderado para el caso de la primera, y el valor máximo obtenido, para la segunda, de acuerdo con los resultados conseguidos para la totalidad de los pozos, y atendiendo a la misma metodología utilizada para calificar individualmente los pozos de estudio.

En el primero de los casos, la columna de valoración de susceptibilidad de falla se obtuvo mediante la ponderación de los promedios calculados para los parámetros de susceptibilidad, a partir de los pesos asignados a cada uno de ellos, para obtener una valoración global de la susceptibilidad de los tres campos de estudio. Por su parte, la columna de valoración de impacto, bajo la premisa de que las categorías de calificación de impacto se consideran igualmente importantes, se obtuvo mediante la asignación del valor máximo obtenido, lo que permite visualizar el estado global de impacto de los pozos en los tres campos del Piedemonte Llanero, que están siendo estudiados.

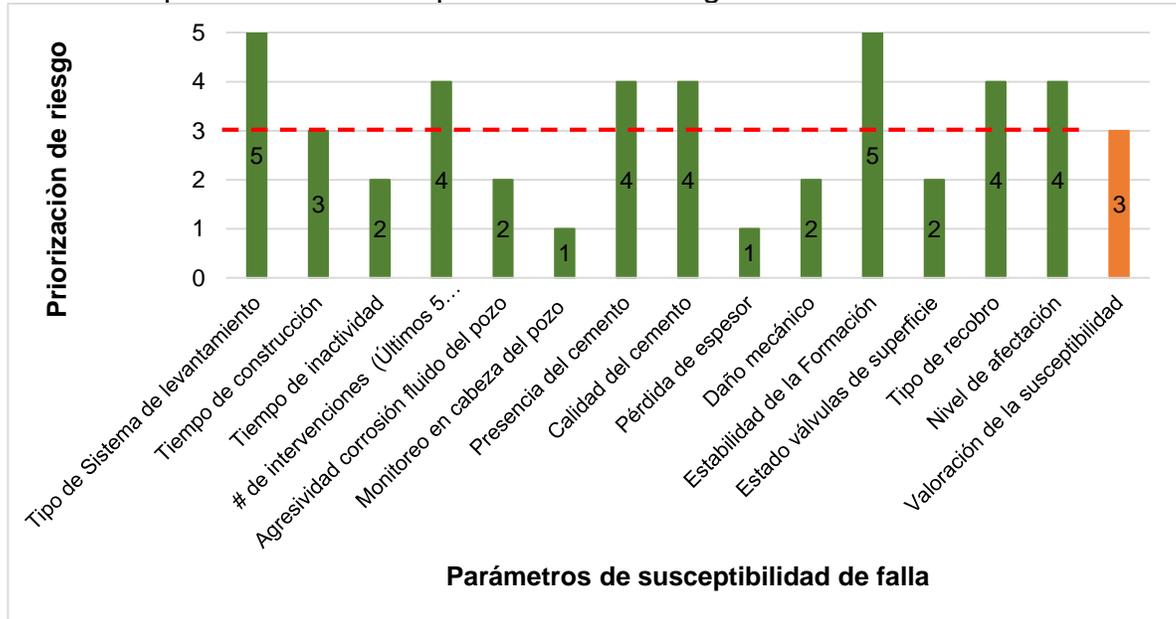
A partir de los resultados obtenidos, en lo que concierne el análisis de la totalidad de los pozos, de manera generalizada, se observó que los campos de estudio presentan un nivel de susceptibilidad de falla correspondiente a un valor de tres (3), y una magnitud de impacto correspondiente a un valor de tres (3). Al realizar la debida intersección al interior de la *Matriz de priorización de riesgos*, se concluye que los campos pueden categorizarse en un nivel de priorización “Medio”, tal y como se indicó en la metodología a través de la **Figura 3**. Lo anterior, indica que, si bien existen aspectos sobre quienes se debe fijar la atención a la hora de elaborar planes de acción en aras de disminuir el nivel de priorización de riesgo global de los campos de estudio, se hace visible que dichos campos no se encuentran expuestos a una materialización inminente de riesgos potenciales y, por lo tanto, no se encuentran en estado crítico.

3.4.2 Desglose de parámetros de susceptibilidad de falla y categorías de impacto para pozos críticos. Por su parte, dentro del alcance de la presente investigación se encuentra la proposición de las recomendaciones necesarias para la prevención y el control de los riesgos hallados durante la evaluación de los pozos de los tres campos del Piedemonte Llanero, para lo cual se seleccionan los pozos más críticos obtenidos a partir de la evaluación de susceptibilidad de falla e impactos, (**Cuadro 19**). Es por ello, que se realiza un análisis particular y detallado, aislando los diez (10) pozos encontrados en el nivel más crítico de priorización (nivel “Alto”).

A continuación, la **Gráfica 5** y la **Gráfica 6**, exponen los resultados desglosados, de susceptibilidad de falla y categorías de impacto, tal y como se presentaron anteriormente, pero considerando únicamente las estadísticas de los pozos en nivel “Alto”. Debe advertirse el trazado de una línea punteada roja en la valoración de tres

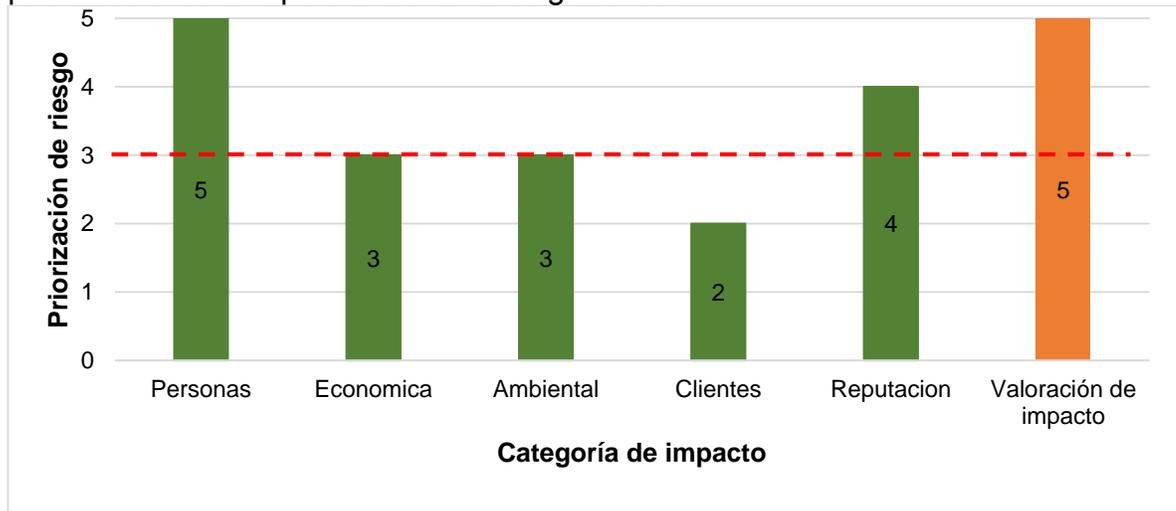
(3) para el eje de priorización de riesgo, la cual fue construida siguiendo la metodología presentada en apartados anteriores.

Gráfica 5. Promedio de priorización de riesgo, según parámetros de susceptibilidad de falla en pozos con nivel de priorización de riesgo “Alto”.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 6. Promedio de priorización de riesgo, según categorías de impacto en pozos con nivel de priorización de riesgo “Alto”.



Fuente: Elaboración propia.

Nuevamente, se identificó de acuerdo con los promedios obtenidos para los parámetros de susceptibilidad de falla y de categorías de impacto, de los pozos con nivel de priorización de riesgo “Alto”, cuáles igualaban, superaban o se encontraban

por debajo del valor de tres (3), mediante el trazado de la línea discutido anteriormente. Se obtuvo que, para los pozos críticos, los parámetros de susceptibilidad y las categorías de impacto, debido a su nivel de probabilidad de falla y su magnitud correspondientemente, se clasifican en los grupos que se presentan en el **Cuadro 22** y en el **Cuadro 23**:

Cuadro 22. Clasificación de los parámetros de susceptibilidad de falla según la relevancia reflejada en los resultados hallados para los pozos críticos.

Parámetros de susceptibilidad de mayor relevancia (Calificación > 3)	Tipo de sistema de levantamiento
	Número de intervenciones
	Presencia del cemento
	Calidad del cemento
	Estabilidad de la formación
	Tipo de recobro
	Nivel de afectación
Parámetros de susceptibilidad de relevancia media (Calificación = 3)	Tiempo de construcción
Parámetros de susceptibilidad de menor relevancia (Calificación < 3)	Tiempo de inactividad
	Agresividad de corrosión de fluido
	Monitoreo en cabeza de pozo
	Pérdida de espesor de revestimiento
	Daño mecánico
	Estado de válvulas de superficie

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 23. Clasificación de las categorías de impacto según la relevancia reflejada en los resultados hallados para los pozos críticos.

Categorías de impacto de mayor relevancia (Calificación > 3)	Personas
	Reputación
Categorías de impacto de relevancia media (Calificación = 3)	Económica
	Ambiental
Categorías de impacto de menor relevancia (Calificación < 3)	Clientes

Fuente: Elaboración propia.

Según los resultados presentados en el **Cuadro 22** y en el **Cuadro 23**, en contraste con los resultados globales presentados en el **Cuadro 20** y **Cuadro 21**, los pozos críticos reflejan tener un incremento de valoración para los parámetros de presencia del cemento, tipo de recobro y nivel de afectación del mismo, así como una disminución en el parámetro de daño mecánico. Con respecto a las categorías de impacto, se incrementan las categorías de personas y reputación.

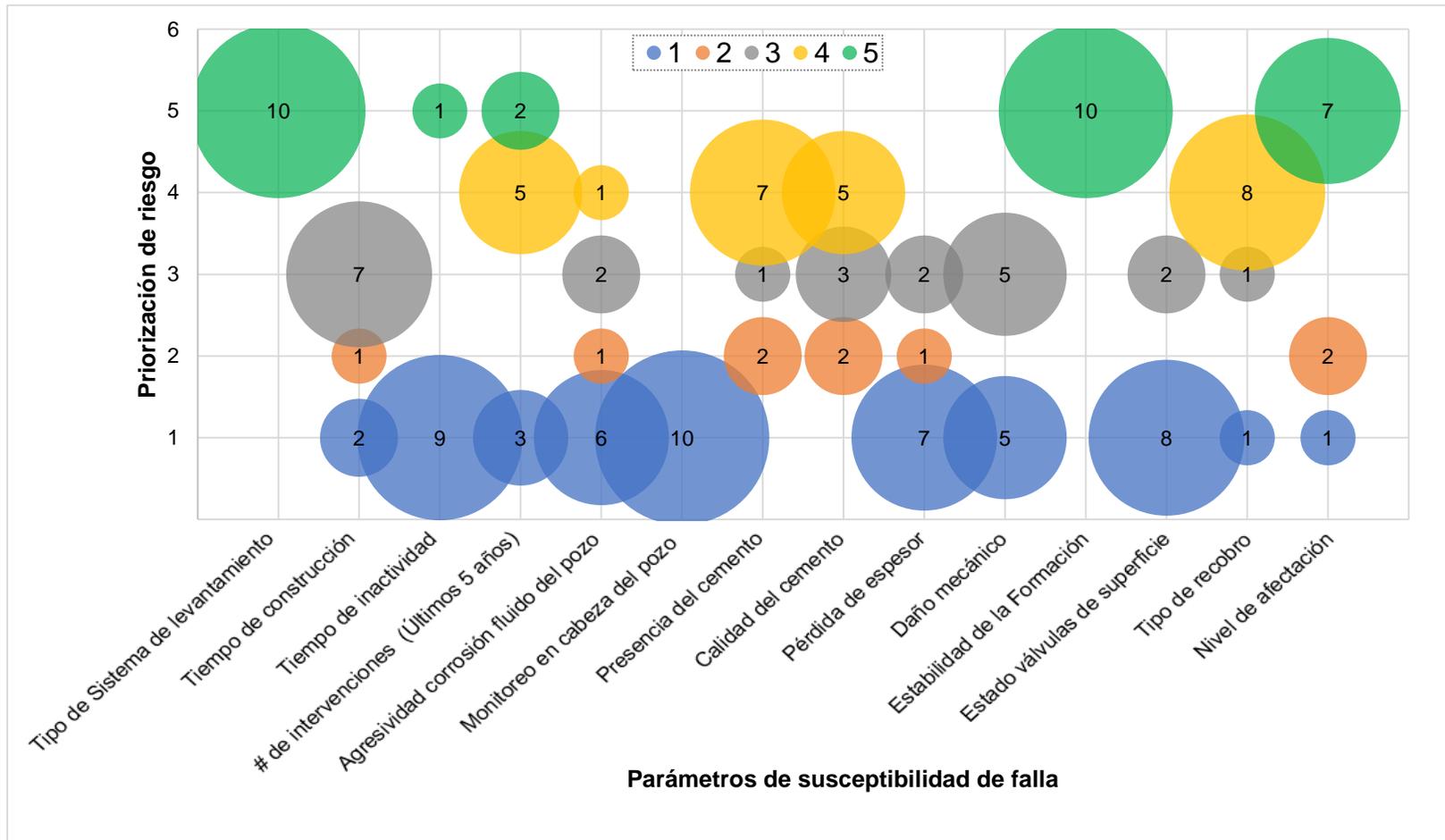
De la misma manera, y haciendo uso de la metodología utilizada para obtener las columnas de valoración de susceptibilidad de falla y de valoración de impacto (promedio ponderado y máximo de las calificaciones obtenidas para los pozos críticos, respectivamente), se observa que en los pozos con nivel de priorización de

riesgo “Alto”, el nivel de susceptibilidad de falla se mantiene en tres (3), mientras que la magnitud de impacto asciende a cinco (5).

Es así entonces como, atendiendo a los resultados obtenidos para los pozos críticos con respecto a los resultados globales del estudio, referentes a incrementos y disminuciones de los promedios de los parámetros de susceptibilidad de falla, incrementos de las categorías de impacto, valoración promedio de susceptibilidad de falla, y valoración promedio de impacto, se corrobora la idea planteada anteriormente, que, un ajuste en la magnitud de impacto, para este caso particular, tendrá mayor incidencia en la asignación del nivel de priorización de riesgo, que un ajuste en el nivel de susceptibilidad de falla.

3.4.2.1 Frecuencia de priorización de riesgo según parámetros de susceptibilidad de falla en pozos críticos. Ahora bien, en la relación con los análisis discutidos previamente, en la siguiente gráfica (**Gráfica 7**) se ilustrará la frecuencia con que los parámetros técnicos, evaluados en la susceptibilidad de falla, adquieren una valoración de priorización según su categoría de riesgo. Así entonces, el eje vertical corresponde a la calificación de la priorización de riesgo, el eje horizontal corresponde a cada uno de los parámetros de susceptibilidad de falla considerados y, finalmente, el tamaño de la burbuja corresponde a la frecuencia con que cada parámetro se presenta en cada pozo de alto nivel de riesgo en cada valoración determinada.

Gráfica 7. Frecuencia de priorización de riesgo según parámetros de susceptibilidad de falla en pozos con nivel de priorización de riesgo “Alto”.



Fuente: Elaboración propia.

Identificados los pozos con mayor condición de criticidad, junto con los parámetros de susceptibilidad de falla y las categorías de impacto que les atribuyen dicha condición, el análisis que precede la formulación de los planes de acción corresponde a la identificación de los focos críticos de control, monitoreo y ajuste. La frecuencia de priorización permite focalizar las variables que necesariamente deben ser ajustadas dentro de los planes de acción, con la finalidad de prevenir y controlar los riesgos identificados en los pozos de los tres campos del Piedemonte Llanero, desde un criterio basado en los casos individuales críticos, y no con base en una media generalizada.

Es fundamental notar que, debido a que la naturaleza de los parámetros de susceptibilidad de falla es esencialmente técnica y operacional, y debido a que la naturaleza de las categorías de impacto se asigna hacia un ámbito sustancialmente de gestión y por ello, interdisciplinar (ambiental, geográfico, social, financiero, etc.), existe mayor viabilidad en proponer estrategias de control y prevención de riesgos orientados hacia mejoras operativas, es decir, hacia los parámetros de susceptibilidad de falla. Por ejemplo, para Ecopetrol S.A. y, en general para cualquier compañía, resulta más factible pensar en realizar una sustitución de una válvula encontrada en mal estado, que pensar en llevar a cabo una reubicación de un pozo por encontrarse cerca de fuentes hídricas y/o comunidades a las cuales la materialización del riesgo de daño de la válvula puede impactar potencialmente.

Es por esto, que a través de la **Gráfica 7** es posible observar la frecuencia de priorización de riesgo para los parámetros de susceptibilidad de falla según los resultados obtenidos pozo a pozo, en los casos hallados en nivel de riesgo “Alto” (pozos más críticos del estudio), incluyendo tres variables correspondientes a la priorización de riesgo o calificación asignada (eje y), parámetros de susceptibilidad (eje x) y número de pozos ubicados en cada nivel de calificación (de 0 a 5). Mediante la visualización de la frecuencia de priorización de riesgo de parámetros de susceptibilidad, se hizo notable que la gran mayoría de los pozos críticos tienen elevadas calificaciones en los parámetros de susceptibilidad catalogados como los de mayor relevancia y bajas calificaciones para los parámetros de susceptibilidad de menor relevancia. No obstante, tal y como se observa en la **Gráfica 7**, existen contadas excepciones en las que algunos pozos críticos tienen bajas calificaciones en los parámetros de mayor relevancia, y otros con altas calificaciones en los parámetros de menor relevancia.

De esta manera, entonces, la **Gráfica 3**, **Gráfica 4**, **Gráfica 5** y **Gráfica 6**, permiten la proposición de un plan generalizado que pueda adaptarse al común de las necesidades de los pozos, de acuerdo con el análisis de las valoraciones de susceptibilidad y de impacto globales. A su vez, las recomendaciones a proponer para cada pozo en condición crítica son particulares y atienden a las necesidades individuales de cada pozo, sin importar la relevancia del parámetro evaluado, tal y como se observa en la **Gráfica 7**. Por su parte, es importante resaltar que, en los resultados se halló un caso particular de un pozo que, a pesar de encontrarse en

nivel de priorización “Medio”, presentaba una valoración de susceptibilidad de falla de cuatro (4), una unidad por encima del resto de los pozos estudiados. Debido a la particularidad del caso, este pozo se incluye para la formulación de las recomendaciones dirigidas hacia los pozos en condición crítica, presentadas en el siguiente apartado.

3.5 ESTRATEGIAS Y RECOMENDACIONES PARA LA PREVENCIÓN Y EL CONTROL DE LOS RIESGOS IDENTIFICADOS EN LOS CAMPOS DE ESTUDIO

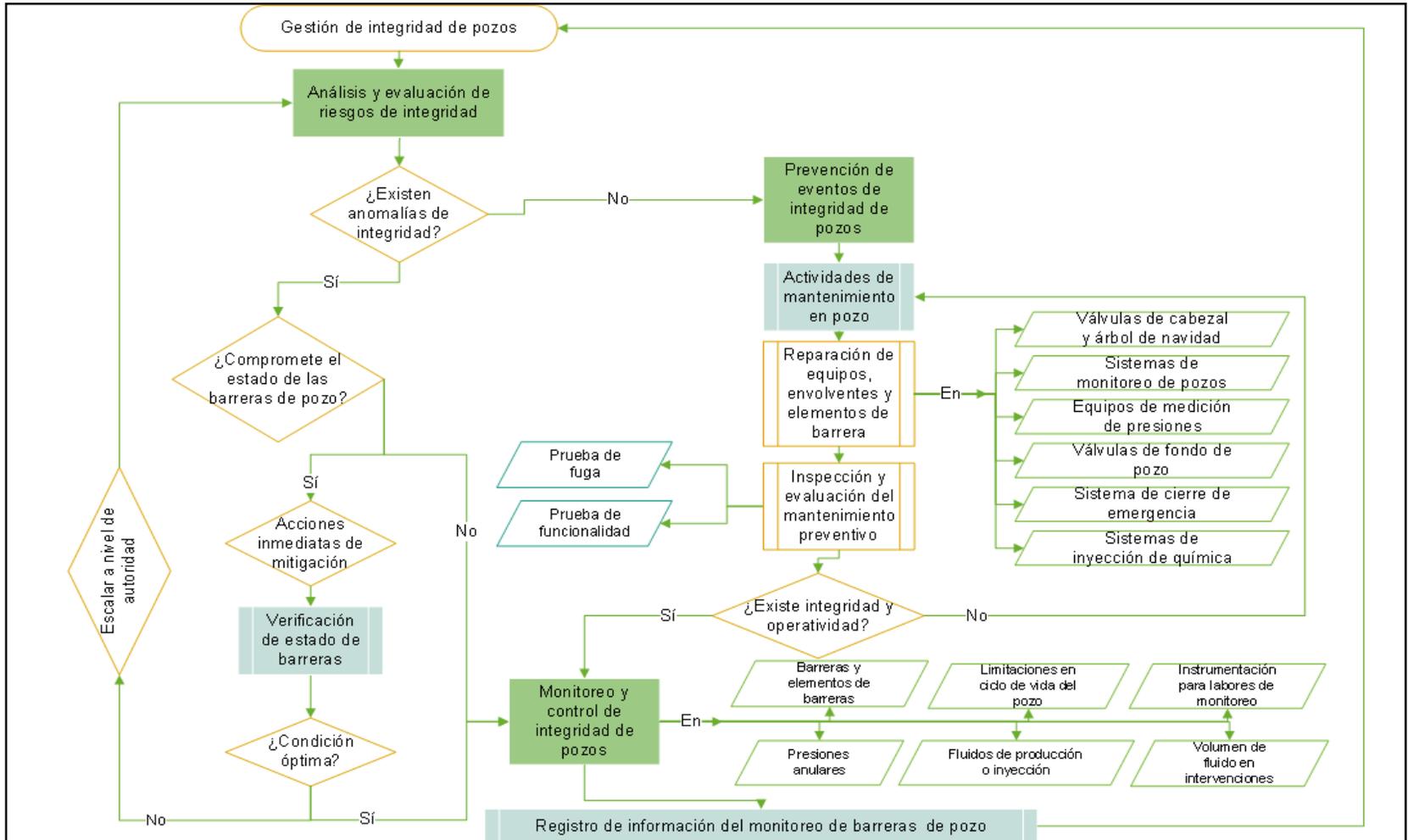
Culminada la etapa de análisis de riesgos de integridad de los pozos de los tres campos del Piedemonte Llanero, se procede a desarrollar la fase de prevención y control del plan sugerido en el título de la presente investigación, fase que consiste en la proposición y formulación de estrategias y recomendaciones de acuerdo con los focos críticos identificados y analizados con anterioridad.

La planeación de estrategias y recomendaciones se encamina hacia el objetivo de disminuir las categorías de priorización de riesgo de los pozos, mediante la mitigación de la susceptibilidad de falla y la magnitud de impacto. No obstante, solo se hace viable la disminución de la categoría de susceptibilidad de falla debido a su naturaleza operativa, mientras que la magnitud del impacto únicamente puede ser monitoreada y controlada, por las razones mencionadas en los apartados anteriores. Es por esta razón, que las recomendaciones a nivel de susceptibilidad están dirigidas hacia ajustes e intervenciones técnicas, mientras que las estrategias a nivel de impacto deberán conducirse hacia el mantenimiento de una vigilancia activa y continua que asegure la no materialización de los riesgos identificados.

En este orden de ideas, el presente apartado se compone de una sección dedicada a un plan generalizado y aplicable a la totalidad de los pozos, según los focos globales de criticidad identificados, y una lista de recomendaciones y estrategias que atiendan a las necesidades particulares de los pozos hallados en alto nivel de riesgo, incluyendo el caso excepcional reconocido (pozo A24).

3.5.1 Plan de acción generalizado para el caso de estudio. Para llevar a cabo el desarrollo de la gestión de integridad de pozos, se requiere de herramientas de planificación que, como hojas de ruta, establezcan el procedimiento en que se implementarán las actividades requeridas para el alcance de las metas fijadas. A continuación, se presenta la **Figura 5**, elaborada a modo de plan de acción generalizado para el presente caso de estudio.

Figura 6. Plan para el manejo y la gestión de la integridad de pozos.

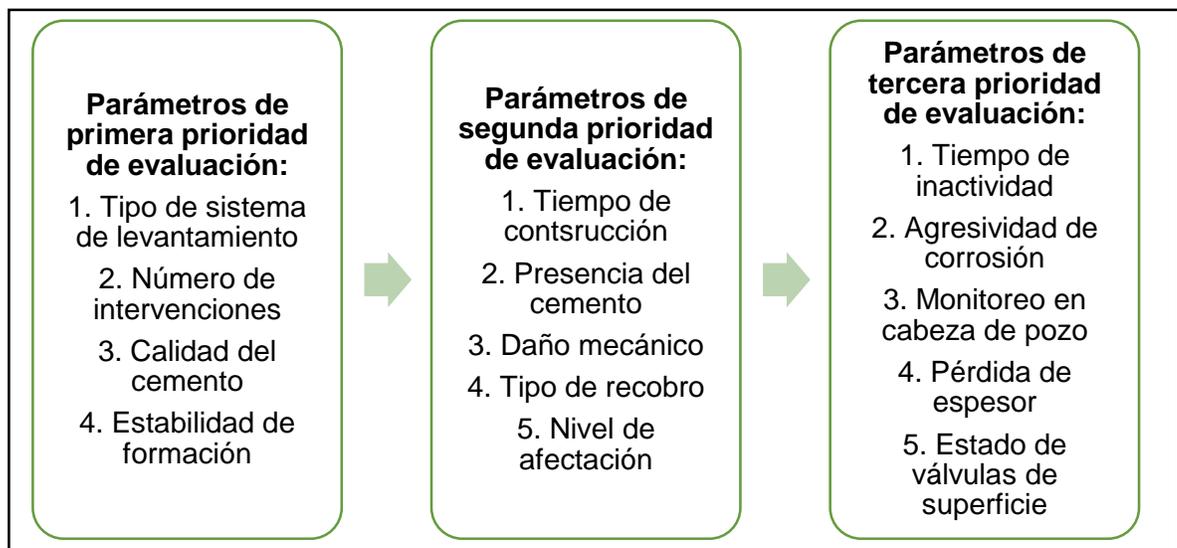


Fuente: Elaboración propia.

El plan para el manejo de la integridad de pozos presentado anteriormente (**Figura 5**), corresponde a una sugerencia sobre la ruta estratégica que se propone a la empresa seguir, para la implementación completa de un Sistema de Gestión de Integridad de pozos. Cabe aclarar, que el plan corresponde a las actividades procedimentales de administración y dirección necesarias para llevar a cabo el ciclo completo de análisis, prevención y control de riesgos de integridad, más no a la formulación global de acciones que den solución a las anomalías presentadas en las variables que se han evaluado previamente. Esto se debe a que la proposición de procedimientos técnicos a seguir dependerá exclusivamente de las necesidades requeridas por la condición particular de cada pozo, lo cual, a su vez, extendería considerablemente la presente investigación. No obstante, en el apartado que sigue, se recomendarán las acciones inmediatas y particulares que debe tomar la empresa, frente a la condición de los pozos hallados en estado crítico.

Así entonces, la gestión y el manejo de la integridad de pozos, debe partir desde el análisis y la evaluación de riesgos para la identificación de la existencia de anomalías en la condición actual del pozo. Según los resultados obtenidos, para el caso de los tres campos del Piedemonte Llanero, se recomienda llevar a cabo esta evaluación siguiendo el orden que se presenta en la **Figura 6**.

Figura 7. Priorización de evaluación de parámetros de susceptibilidad, según la tendencia de falla determinada en el caso de estudio.



Fuente: Elaboración propia.

Ante el hallazgo de la presencia de una anomalía de integridad debe realizarse la verificación sobre si la anomalía compromete el estado de las barreras de pozo, ante lo cual, en caso de hacerlo, la empresa debe tomar las acciones inmediatas de mitigación para dar solución instantánea a pérdida de integridad registrada. Luego de implementarse las acciones requeridas, debe procederse a verificar el estado de

las barreras de integridad cuya condición insuficiente exigirá, escalar el caso al nivel de autoridad para que esta realice la evaluación nuevamente, partiendo del análisis de riesgos y, así, facilite la toma de decisiones. Si, por el contrario, la condición de la barrera resulta ser óptima o la anomalía no compromete el estado de las barreras de pozo, deberá conducirse el procedimiento, hacia el monitoreo continuo de la integridad del pozo.

En caso tal de no detectarse anomalías asociadas a la integridad de pozos, se debe proceder a la prevención de eventos de integridad de pozos que consta esencialmente de actividades de mantenimiento de pozo. Las actividades de mantenimiento de pozo aseguran disponibilidad, confiabilidad y condición de integridad para las envolventes, los elementos de barrera de pozo, válvulas, equipos críticos, actuadores y sistemas de control, mediante reparación, intervención e inspecciones y evaluaciones periódicas.

Los equipos, envolventes y elementos de barrera que requieren de reparación son las válvulas de cabeza y el árbol de navidad, sistemas de monitoreo de pozos, equipos de medición de presiones, válvulas de fondo de pozo, sistema de cierre de emergencia y sistemas de inyección química. Así mismo, las pruebas de inspección y evaluación del mantenimiento preventivo corresponden a la prueba de fuga y a la prueba de funcionalidad. Por su parte, la prueba de funcionalidad consiste en la verificación de la operatividad de los componentes de barrera o sistemas de componentes de barrera, sin especificar la existencia de fugas. Mientras que, la prueba de fuga consiste en la validación de los sistemas de sello de un componente mediante la aplicación de una presión diferencial.

A través de la inspección del mantenimiento preventivo es posible identificar la existencia o no, de integridad y funcionalidad de las barreras de pozo. En caso de no hallar operatividad e integridad, se deben repetir las actividades de mantenimiento de pozos. Por el contrario, si se verifica y se garantiza la integridad y operatividad de las envolventes, se debe proceder al monitoreo y control de integridad de las mismas.

Es importante notar que, todas las labores propuestas en la **Figura 5**, culminan en la etapa de monitoreo y control de pozos. La forma más efectiva para prevenir eventos asociados a la pérdida de integridad de pozos e identificar a tiempo anomalías, es a través del monitoreo oportuno de variables de pozo relacionadas con la integridad de los mismos. El monitoreo continuo debe garantizar la vigilancia de todos los parámetros relevantes en la contención de los fluidos del pozo, así como en la selección de métodos y frecuencias adecuadas para la verificación de la condición de los elementos de barrera o de la barrera mismas. Así, a lo largo de las diferentes etapas del ciclo de vida de los pozos, el monitoreo y control de integridad debe contemplar los siguientes elementos: barreras y elementos de barrera, presiones anulares, limitaciones halladas durante el tiempo de vida del

pozo, fluidos de producción e inyección, instrumentación para labores de monitoreo y volumen de fluido en intervenciones.

Finalmente, para cerrar el ciclo de la gestión de la integridad de pozos, se requiere de una última actividad relacionada con el registro de información del monitoreo de barreras de pozo. Toda esta información, debe ser apropiadamente documentada y almacenada en los sistemas de información de la compañía. Se recomienda incluir las restricciones identificadas en el espectro de parámetros de monitoreo, de tal manera que sean tenidas en cuenta para el cálculo de los límites operativos, con el fin de no exceder o superar condiciones críticas del desempeño de las barreras comprometidas desde la construcción del pozo.

3.5.2 Estrategias y recomendaciones para los pozos hallados en condición crítica. Tal y como se estableció al inicio de este apartado, el plan generalizado es aplicable a la totalidad de los pozos de los tres campos de estudio. No obstante, los pozos hallados en nivel de priorización de riesgo “Alto” (diez en total), presentan necesidades particulares que deben ser resueltas de manera individual e inmediata, teniendo en cuenta que hasta el momento no se han materializado los riesgos identificados y no se han presentado eventos asociados a la pérdida de integridad de pozos.

En aras de evitar eventos asociados a la pérdida completa de integridad de los pozos en condición crítica, se recomienda a Ecopetrol S.A. desplegar, para estos pozos, las estrategias que se enlistan a continuación:

- ✓ Asegurar el monitoreo continuo y permanente de las presiones anulares.
- ✓ Mantener el aseguramiento de las pruebas en cabezales y válvulas de subsuelo.
- ✓ Desarrollar estrategias técnicas y económicas, para correr registros de integridad, considerando el alto costo que representan, con el objetivo de identificar la procedencia de las anomalías halladas.
- ✓ En cuanto a los impactos, entendiendo que no es viable mitigarlos, se recomienda garantizar el monitoreo en línea de los pozos, es decir, en tiempo real, y ratificar la presencia de las válvulas de subsuelo completamente aseguradas.
- ✓ Ejecutar el análisis de cargas existentes en el pozo, con el fin de determinar las condiciones a las cuales se operan las barreras de integridad.

Ahora bien, de acuerdo con los resultados presentados, a continuación, se establecen las recomendaciones para dar solución a los parámetros de susceptibilidad de falla de carácter más crítico en los pozos de más alto riesgo y en el caso particular referenciado.

- ✓ **Tipo de sistema de levantamiento, tipo de recobro y nivel de afectación.** Con respecto a estos parámetros, no es factible la formulación de una recomendación técnica, en cuanto a que existe una incidencia financiera en las

decisiones que se tomen al respecto de la productividad de los pozos. Es por esto, que se recomienda a la empresa evaluar la viabilidad financiera y técnica de implementar sistemas de levantamiento artificial y de modificar los métodos de recobro, considerando las necesidades de los pozos y los riesgos identificados.

- ✓ **Estabilidad de la formación.** Debido a la naturaleza geológica de la zona, todos los pozos atraviesan fallas geológicas, condición que no puede ser modificada, a menos que se considere la reubicación de los pozos. No obstante, se recomienda a la empresa, garantizar el control de la condición de esfuerzos a la que se encuentran sometidas las barreras de pozo, mediante la ejecución de análisis de cargas y modelamiento de las mismas, a través de herramientas como WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.
- ✓ **Presencia y calidad del cemento.** Reconociendo que los registros de cementación obtenidos para realizar la evaluación de la presente investigación, no se consideran recientes, se recomienda a la empresa, nuevamente, realizar las corridas de estos registros (CBL, VDL, etc.) a los pozos altamente críticos. A partir de los resultados que se obtengan, se sugiere escalar los casos a nivel de autoridad, para decidir sobre la viabilidad financiera y técnica de llevar a cabo cementaciones remediales, correctivas y preventivas que mejoren el estado de estos parámetros en los pozos de los tres campos del Piedemonte Llanero.
- ✓ **Pérdida de espesor y daño mecánico del revestimiento.** De acuerdo con los resultados obtenidos, se recomienda a la empresa realizar un estudio de factibilidad para llevar a cabo la corrida de los registros de integridad pertinentes y, así, rectificar el porcentaje de pérdida de espesor y la condición de los revestimientos, en aras de determinar si se hace necesario o no, intervenir el pozo por motivos de estado del revestimiento. Para mitigar las deformaciones que puedan llegar a tener los revestimientos, se debe considerar el uso rutinario de scab liner cementado, para aumentar la resistencia del pozo, lo cual aumentaría también la resistencia del cemento que exista en el mismo.
- ✓ **Agresividad de corrosión de fluido.** Para mitigar los problemas relacionados con la agresividad de corrosión del fluido, se recomienda, emplear estrategias de aseguramiento de la gestión de corrosión que incluya: metas y KPI's, estrategias para el manejo de agua de producción, cromatografía del gas, análisis fisicoquímicos del agua de producción e inyección, medición y monitoreo de la velocidad de corrosión, tratamientos químicos de inhibición, gestión de fallas (reportes oficiales), registros de ultrasonido modo corrosión y monitoreo de espesores con caliper.

Adicionalmente, como parte de garantizar la gestión de la corrosión, se recomienda la metodología propuesta por el estándar NACE SP 0775¹², para determinar la corrosividad del sistema.

- ✓ **Tiempo de inactividad.** Se recomienda a la empresa disminuir la duración de la inactividad a tiempos menores a un año. En caso de que sea absolutamente necesario mantener o incurrir en la inactivación del pozo, se recomienda realizar un correcto monitoreo y supervisión que considere la velocidad de corrosión y la actualización de la valoración de riesgo durante el estado de inactividad, registro de fechas y causas de inactividad, y conocimiento de los límites operativos y de los fluidos dejados en el pozo y en el espacio anular.

Adicionalmente, se recomienda realizar inspección visual de los elementos de superficie del pozo, que permitan detectar y verificar daños físicos, estado de los elementos, fugas y cambios que alteren la integridad del pozo.

- ✓ **Número de intervenciones.** Se recomienda a la empresa desplegar rigurosamente la sección del plan para la prevención de los eventos asociados a la integridad de pozos, realizando las actividades de mantenimiento que se requieran. Con el aseguramiento de la reparación e inspección a tiempo, la compañía podrá fijarse la meta de reducir considerablemente el número de intervenciones que se realicen a los pozos. No obstante, bajo la premisa de que algunas intervenciones pueden ser de carácter obligatorio, al considerar la posibilidad de cambiar el servicio del pozo, es importante asegurar que el cambio surta los requerimientos y atienda a las necesidades que presente el mismo.

De esta manera, a continuación, se presenta de manera particular, pozo a pozo, las recomendaciones que atienden a la necesidad individual de los problemas de integridad identificados, en la **Tabla 6**, para los pozos críticos y en la **Tabla 7** para el caso particular referenciado previamente.

¹² NACE International. *Standard Recommended Practice Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*. 2013.

Tabla 5. Discriminación de las recomendaciones para los parámetros de susceptibilidad de falla de carácter más crítico para los pozos hallados en priorización “Alta”.

POZO	PARÁMETRO DE SUSCEPTIBILIDAD	RECOMENDACIONES
Pozo A2	Tipo de recobro y nivel de afectación	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.
Pozo A6	Número de intervenciones	Realizar rigurosamente las actividades de mantenimiento para reducir el número de intervenciones. Donde sean obligatorias, garantizar que el cambio de servicio al pozo surta los requerimientos del mismo.
	Agresividad de corrosión de fluido	Estrategias de aseguramiento para la gestión de la corrosión.
	Presencia del cemento y calidad del cemento	Corridas de registros de cementación CBL-VDL, para determinar la viabilidad técnica y financiera, para tomar la decisión de realizar cementaciones remediales.
	Tipo de recobro y nivel de afectación	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.
Pozo A7	Número de intervenciones	Realizar rigurosamente las actividades de mantenimiento para reducir el número de intervenciones. Donde sean obligatorias, garantizar que el cambio de servicio al pozo surta los requerimientos del mismo.
	Presencia del cemento y calidad del cemento	Corridas de registros de cementación CBL-VDL, para determinar la viabilidad técnica y financiera, para tomar la decisión de realizar cementaciones remediales.
	Tipo de recobro y nivel de afectación	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6. Continuación.

POZO	PARÁMETRO DE SUSCEPTIBILIDAD	RECOMENDACIONES
Pozo A8	Número de intervenciones	Realizar rigurosamente las actividades de mantenimiento para reducir el número de intervenciones. Donde sean obligatorias, garantizar que el cambio de servicio al pozo surta los requerimientos del mismo.
	Presencia del cemento y calidad del cemento	Corridas de registros de cementación CBL-VDL, para determinar la viabilidad técnica y financiera, para tomar la decisión de realizar cementaciones remediales.
	Tipo de recobro y nivel de afectación	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.
Pozo A9	Tipo de recobro y nivel de afectación	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.
Pozo A12	Tiempo de inactividad	Disminuir la duración de la inactividad a tiempos menores a un año. Donde sea absolutamente necesario, se recomienda realizar un correcto monitoreo y supervisión.
	Número de intervenciones	Realizar rigurosamente las actividades de mantenimiento para reducir el número de intervenciones. Donde sean obligatorias, garantizar que el cambio de servicio al pozo surta los requerimientos del mismo.
	Presencia del cemento y calidad del cemento	Corridas de registros de cementación CBL-VDL, para determinar la viabilidad técnica y financiera, para tomar la decisión de realizar cementaciones remediales.
	Tipo de recobro y nivel de afectación	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6. Continuación.

POZO	PARÁMETRO DE SUSCEPTIBILIDAD	RECOMENDACIONES
Pozo A16	Número de intervenciones	Realizar rigurosamente las actividades de mantenimiento para reducir el número de intervenciones. Donde sean obligatorias, garantizar que el cambio de servicio al pozo surta los requerimientos del mismo.
	Presencia del cemento	Corridas de registros de cementación CBL-VDL, para determinar la viabilidad técnica y financiera, para tomar la decisión de realizar cementaciones remediales.
	Tipo de recobro	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.
Pozo A17	Número de intervenciones	Realizar rigurosamente las actividades de mantenimiento para reducir el número de intervenciones. Donde sean obligatorias, garantizar que el cambio de servicio al pozo surta los requerimientos del mismo.
	Presencia del cemento	Corridas de registros de cementación CBL-VDL, para determinar la viabilidad técnica y financiera, para tomar la decisión de realizar cementaciones remediales.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.
Pozo B19	Tipo de recobro y nivel de afectación	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6. Continuación.

Pozo A16	Número de intervenciones	Realizar rigurosamente las actividades de mantenimiento para reducir el número de intervenciones. Donde sean obligatorias, garantizar que el cambio de servicio al pozo surta los requerimientos del mismo.
	Tipo de recobro y nivel de afectación	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.
	Tipo de sistema de levantamiento	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el sistema de levantamiento y la disponibilidad para hacerlo.
	Estabilidad de la formación	Ejecución de análisis de cargas y modelamiento a través de WELLCAT, con el fin de asegurar que las áreas más propensas al desgaste sean protegidas mediante el uso de protectores de tubería.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6. Discriminación de las recomendaciones para los parámetros de susceptibilidad de falla de carácter más crítico para el pozo A24.

POZO	PARÁMETRO DE SUSCEPTIBILIDAD	RECOMENDACIONES
Pozo A24	Número de intervenciones	Realizar rigurosamente las actividades de mantenimiento para reducir el número de intervenciones. Donde sean obligatorias, garantizar que el cambio de servicio al pozo surta los requerimientos del mismo.
	Presencia del cemento y calidad del cemento	Corridas de registros de cementación CBL-VDL, para determinar la viabilidad técnica y financiera, para tomar la decisión de realizar cementaciones remediales.
	Pérdida de espesor y daño mecánico del revestimiento	Corridas de registros de integridad para toma de decisión sobre intervenir el pozo, y uso rutinario de scab liner cementado.
	Tipo de recobro y nivel de afectación	Evaluación de viabilidad técnica y financiera, sobre la necesidad de ajustar el método de recobro y la capacidad para hacerlo.

Fuente: Elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

Para asegurar el control activo y permanente del comportamiento de los pozos, en la búsqueda de mitigar el riesgo potencial de fugas no intencionales de fluidos al medio ambiente, se desarrolló un plan de análisis, prevención y control de riesgos de integridad en tres campos del Piedemonte Llanero, cuyos resultados arrojan las siguientes conclusiones:

- ✓ El parámetro evaluado como “Estabilidad de la formación”, demostró una valoración de cinco (5), valoración máxima de susceptibilidad para la totalidad de los pozos estudiados, lo que evidencia que, efectivamente, la Cuenca del Piedemonte Llanero, se caracteriza por estar ubicada en una zona con especial conformación de alta complejidad geológica, cuyo resultado se traduce en evidentes diferenciales de presión y exposición de los pozos perforados, a esfuerzos geo mecánicos considerables.
- ✓ A partir de la definición de las categorías de susceptibilidad de falla determinadas con base en los problemas de integridad identificados, asociados al ciclo de vida de cada pozo de estudio, se encontraron setenta y cuatro (74) pozos en estado de riesgo “Medio” y diez (10) pozos en estado de riesgo “Alto”, hallando cero (0) pozos en estado de riesgo “Bajo”, lo cual indica que el 12% de los pozos requieren de atención inmediata.
- ✓ En lo que concierne el análisis de la totalidad de los pozos, de manera generalizada, se observó que los campos de estudio presentan un nivel de susceptibilidad de falla correspondiente a un valor de tres (3), y una magnitud de impacto correspondiente a un valor de tres (3). Al realizar la debida intersección al interior de la *Matriz de priorización de riesgos*, se concluye que los campos pueden categorizarse en un nivel de priorización “Medio”, a pesar de haber hallado diez (10) pozos en estado de riesgo más crítico, con valoraciones de susceptibilidad diferentes.
- ✓ Mediante la visualización de la frecuencia de priorización de riesgo de parámetros de susceptibilidad, se hizo notable que existen contadas excepciones en las que algunos pozos críticos tienen bajas calificaciones en los parámetros de mayor relevancia, y otros con altas calificaciones en los parámetros de menor relevancia, debido a su condición actual y particular, a los cuales se prestó especial atención.
- ✓ De acuerdo con la metodología empleada, se concluye que el nivel de priorización de riesgo de un pozo es mayormente incidido por la magnitud del impacto que se origina de la materialización de los riesgos identificados, más que por el nivel de susceptibilidad de falla de los elementos de barrera de integridad.

- ✓ En los resultados se halló un caso particular de un pozo que, a pesar de encontrarse en nivel de priorización “Medio”, presentaba una valoración de susceptibilidad de falla de cuatro (4), una unidad por encima del resto de los pozos estudiados, lo cual se le atribuye a condiciones riesgosas en materia de integridad referentes a pérdida de espesor y daño mecánico del revestimiento. Debido a la particularidad del caso, se incluyó el pozo dentro de los planes de acción particulares formulados.
- ✓ Abordar el problema mediante la elaboración de una matriz de riesgos, diligenciada a partir de la evaluación de datos históricos y puntos de información oficiales y reales, permite alcanzar la meta de actualizar los niveles de riesgo para cada pozo de estudio, obviando la premisa anterior que traía la compañía sobre realizar la asignación de valoraciones suponiendo los escenarios más críticos de riesgo. Esto se evidencia, en la reducción de la priorización de riesgo de “Alta” a “Media”, en el 35% de los pozos analizados (29 pozos), en esta evaluación respecto a la realizada por Ecopetrol S.A. previamente.
- ✓ Debido a que la naturaleza de los parámetros de susceptibilidad de falla es esencialmente técnica y operacional, y debido a que la naturaleza de las categorías de impacto se asigna hacia un ámbito sustancialmente de gestión, existe mayor viabilidad en proponer estrategias que den solución a las condiciones de susceptibilidad de falla, dando prioridad al tipo de sistema de levantamiento, número de intervenciones, presencia y calidad de cemento, estabilidad de formación, tipo de recobro y nivel de afectación.
- ✓ La forma más efectiva para prevenir eventos asociados a la pérdida de integridad de pozos e identificar a tiempo anomalías, es a través del monitoreo oportuno de variables de pozo relacionadas con la integridad de los mismos. Por esta razón, el éxito de la implementación de un programa de integridad depende del aseguramiento de que todas las fases de análisis (de parámetros de primera, segunda y tercera prioridad), prevención y control culminen en el monitoreo continuo de todos los parámetros relevantes en la contención de los fluidos del pozo.

5. RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda incluir en el análisis de riesgos de integridad de pozos, dos variables adicionales correspondientes a la calidad de los materiales seleccionados e implementados para la construcción y operación de pozos, y la naturaleza productiva de los pozos. Esta última, con el fin de asignar una mayor prioridad a aquellos pozos que en estado crítico, sean productivamente más representativos que otros.
- ✓ Incluir en el programa de gestión de riesgos de integridad de pozos, una fase independiente dedicada al estudio de los parámetros de susceptibilidad de falla y las categorías de impacto, de los pozos en estado de abandono definitivo o temporal, atendiendo a las necesidades particulares de los mismos.
- ✓ Con el objetivo de establecer las acciones puntuales, individuales y particulares que se deben tomar en los pozos que presentan mayor nivel de criticidad, se recomienda profundizar en la evaluación de los parámetros de susceptibilidad hallados en la condición más riesgosa para cada caso particular, y así, tomar las decisiones correspondientes sobre el rumbo que deben tomar los pozos que requieren de intervención inmediata.
- ✓ Se hace evidente la necesidad de contar con una normatividad que guíe la manera en que se deben evaluar los riesgos asociados a la integridad de pozos, razón por la cual, se recomienda desarrollar esta iniciativa, con el fin de abordar el problema desde una perspectiva distinta.

BIBLIOGRAFÍA

ABIMBOLA, Majeed, KHAN, Faisal and KHAKZAD, Nima. Risk-based safety analysis of well integrity operations. [En línea]. 2015. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925753515003380>

ADDIS, Tony, et al. *The quest of borehole stability in the Cusiana Field, Colombia*. [En línea]. 1993.[Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: https://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/1993/or19930403_borehole_stability.aspx

AL KHAMIS, Mohammed, et al. *A comprehensive approach of well integrity surveillance*. [En línea]. 2014.[Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/IPTC-17465-MS>

AL-ASHHAB, Jamal, AFZAL, Mohamed & EMENIKE, Cornelius. *Well integrity management system (WIMS)*. [En línea]. 2004. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-88696-MS?sort=&start=0&q=Well+integrity+managment+system+%28WIMS%29&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#

ALAWAD, MUSAED and MOHAMMA, Hawwas. *Engineering Management and Inspection Schedule of Petroleum Well Integrity*. [En línea]. 2016. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: https://fac.ksu.edu.sa/sites/default/files/musaed_and_hawwas_paper_journal_website.pdf

BRODIE, Alan. *Advances in well integrity Management*. [En línea]. 2015. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: http://www.ptc.as/_extension/media/364/orig/attachment/Advances%20in%20Well%20Integrity.pdf

DETHLEFS, J. C. and CHASTAIN, B. *Assessing well-integrity risk: A qualitative model*. [En línea]. 2012. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.spe.org/training/courses/AWI.php>

DÍAZ, J.C., et al. Metodología para la evaluación de la probabilidad de falla por corrosión en infraestructura de subsuelo asociada a pozos productores de hidrocarburos. [En línea]. 2017. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-212.pdf>

DUARTE, G. I., et al. Estrategia en integridad para la reducción de fallas en subsuelo. [En línea]. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-255.pdf>

DUVAL, Denis and ZUNDEL, Jean Pierre. *Technological risks management principles*. [En línea]. 2008. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-111930-MS?sort=&start=0&q=Technological+risks+management+principles+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#

ECOPETROL S.A. Guía Integridad de Pozos para los campos Cupiagua y Cupiagua Sur. [Base de datos en línea]. 2015. [Consultado el 4 de abril de 2019].

ECOPETROL S.A. Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS – *Well Integrity Management System*. [Base de datos en línea]. 2019. Consultado el 10 de julio de 2019.

ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 9. Consultado el 10 de julio de 2019.

ECOPETROL S.A. Instructivo para la evaluación de la susceptibilidad de falla de pozos EcoSAFP. [Base de datos en línea]. 2019. Consultado el 13 de agosto de 2019.

ECOPETROL S.A. Matriz de evaluación de susceptibilidad de falla de pozos. [Base de datos en línea]. 2019. Consultado el 13 de agosto de 2019.

GOERLANDT, Floris and RENIERS, Genserik. *On the assessment of uncertainty in risk diagrams*. [En línea]. 2015. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925753515003215>

GOUDA, Mohamed and ASLAM, Ismail. *Well integrity life cycle*. [En línea]. 2018. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-190504-MS>

HASANAHA, Uswatun and WIBISONO, Sigit. *Technical integrity management system*. [En línea]. 2017. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-186257-MS>

HETRICK, Lloyd. *Case Study for Well Integrity over a Full Life Cycle*. [En línea]. 2011. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.epa.gov/sites/production/files/documents/wellintegritycasestudy.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC 1486 – 6166. Bogotá D.C. El instituto. 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

ISO. *International Standard ISO 16530-1: Petroleum and natural gas industries - Well Integrity* -; 2017.

ISO. *International Standard ISO 16530-2: Well Integrity for the operational phase*; 2013.

JAIN, S., et al. *Well integrity management: analysis of multi-barrier corrosion in mature wells using advanced magnetic umpulse technology*. [En línea]. 2016. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-182968-MS>

KING, James. *Introducing Well Integrity Management Processes at 'Brownfield' Development Stag*. [En línea]. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: http://www.kingpetroleum.co.uk/download.php?filename=Introducing+Well+Integrity+Management+Processes+at+%27Brownfield%27+Development+Stage__53634b557b774.pdf

KIRAN, Raj, et al. *Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (a review)*. [En línea]. 2017. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510017302184>

LOIZZO, Matteo. *Long-term well integrity*. [En línea]. 2014. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/271525635_Long-term_well_integrity

MIRZA, Faisal and REZAEI, Cyrus. *Asset integrity management system*. [En línea]. 2016. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/IPTC-19040-MS>

NACE International. *Standard Recommended Practice Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*. 2013.

OKSTAD, E., DAMMEN, T. and NORDSKAG, A. *Integrity assessment of interrupted or degraded well barriers*. [En línea]. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: https://www.sintef.no/globalassets/upload/teknologi_og_samfunn/smartere-sammen/dokumenter/esrel2007_paper.pdf

SMITH, L. and MILANOVIC, D. *The Total control of well integrity management*. [En línea]. 2008. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: <http://www.intetech.com/images/downloads/Paper.pdf>

SULTAN, Ahmed. *Well Integrity Management Systems; Achievements versus Expectations*. [En línea]. 2009. [Consultado el 5 de marzo de 2019]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/254516827_Well_Integrity_Management_Systems_Achievements_Versus_Expectations

TEODORIU, Catalin, et al. *Wellbore integrity and cement failure at HPHT conditions*. [En línea]. 2013. [Consultado el 5 de marzo 2019]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/311898501_Wellbore_integrity_and_cement_failure_at_HPHT_conditions

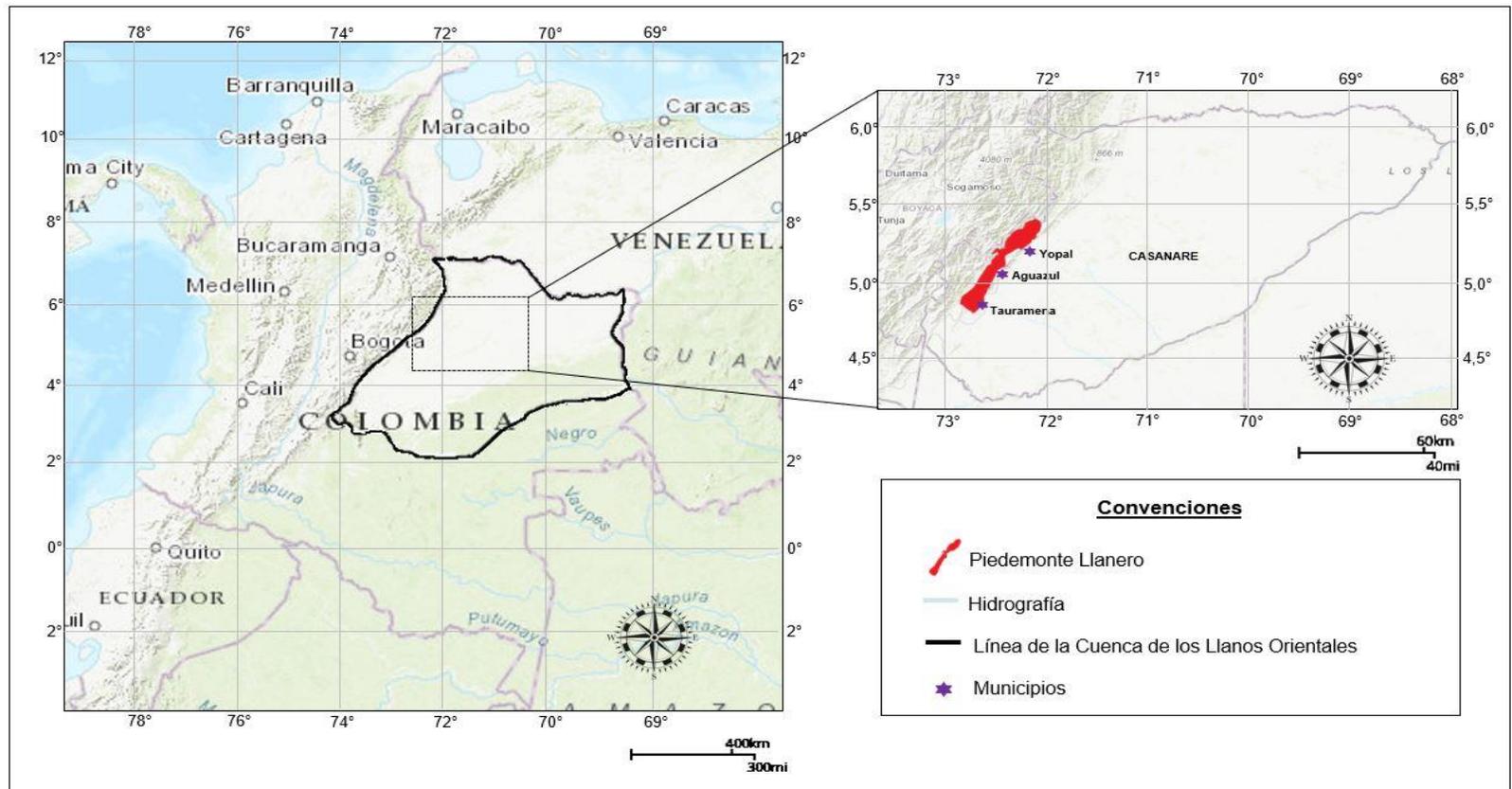
THE NORWEGIAN PETROLEUM INDUSTRY. *NORSOK Standard D-010: Well Integrity in drilling and well operations*. 2013.

TORRES, M.E. & GONZÁLEZ, A.J. *In-situ stress state Eastern Cordillera (Colombia)*. [En línea] Puerto España: Society of Petroleum Engineers, 2003. [Consultado el 2 de octubre de 2019]. Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-81074-MS>

ANEXOS

ANEXO A.

MAPA DE LOCALIZACIÓN DEL PIEDEMONTES LLANERO, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA.

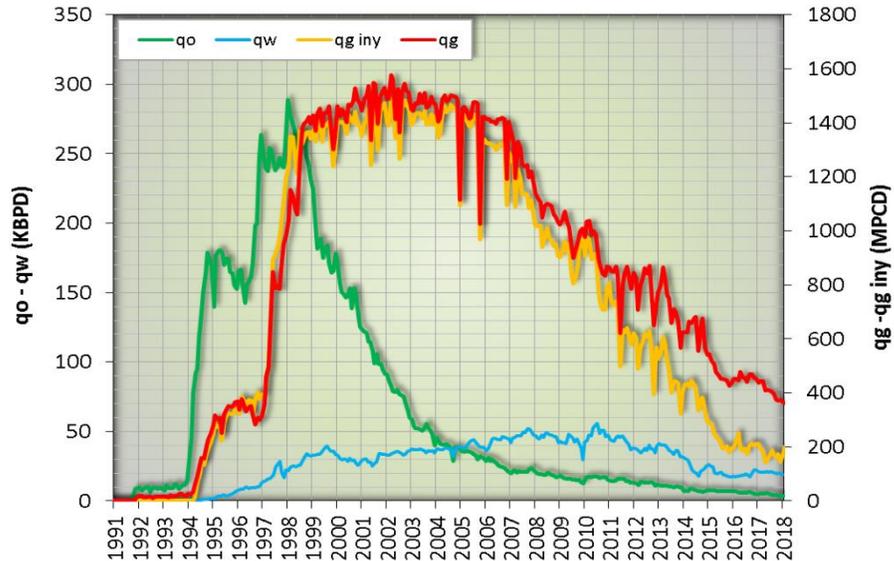


Fuente: ANH. GeoVisor ANH v2.3. Colombia. 2019. [En línea] Disponible en: <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>. Modificado por los autores. Consultado el 10 de julio de 2019.

ANEXO B.

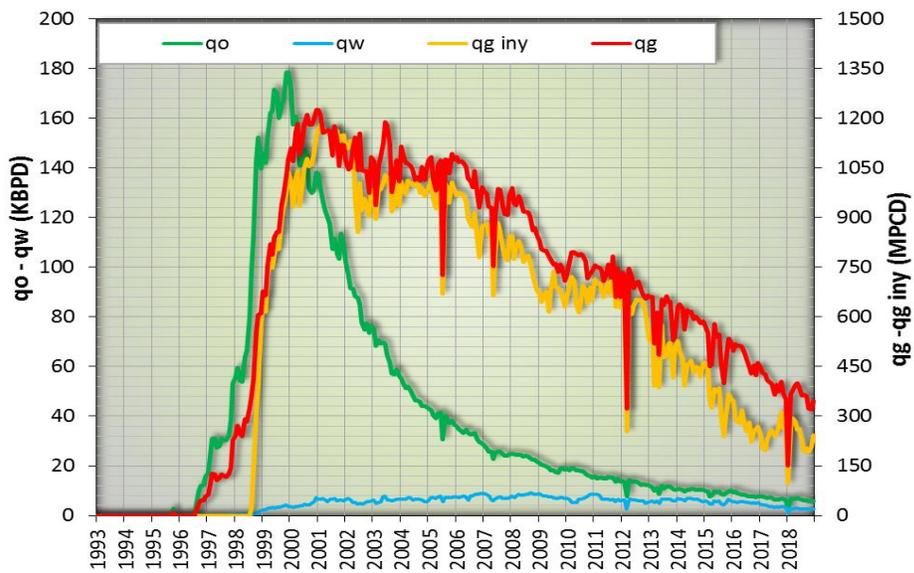
CURVAS DE PRODUCCIÓN ACUMULADAS

Curva de producción acumulada del campo A.



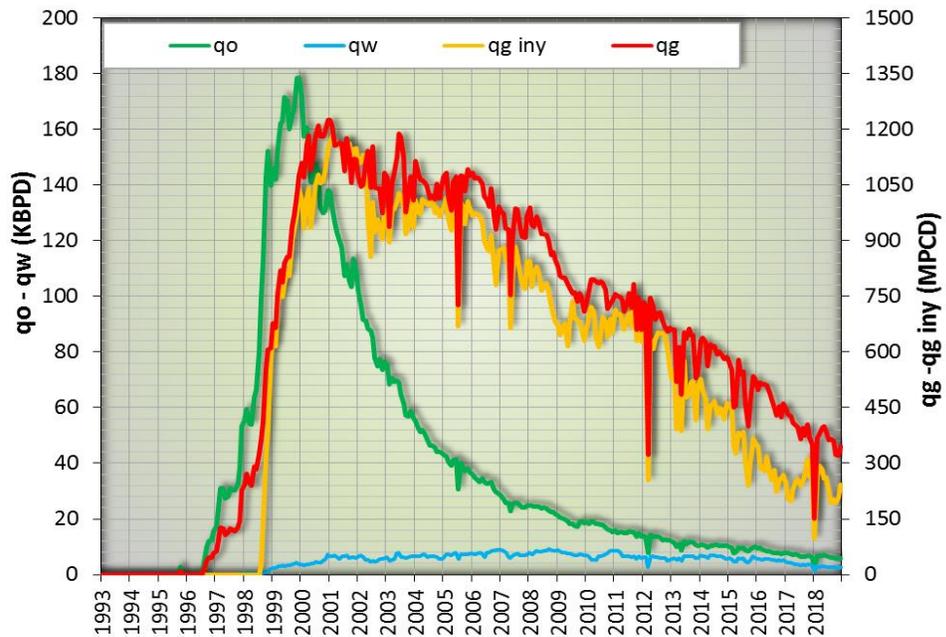
Fuente: ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 24. Consultado el 10 de julio de 2019.

Curva de producción acumulada del campo B.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 24. Consultado el 10 de julio de 2019.

Curva de producción acumulada del campo C.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informes técnicos anuales del Piedemonte Llanero. [Base de datos en línea]. 2018, p. 25. Consultado el 10 de julio de 2019.