

**METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN, DIAGNÓSTICO Y REMEDIACIÓN
DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD INICIAL EN EL CAMPO LA CIRA
INFANTAS**

**DANNA CAROLINA TORRES RODRÍGUEZ
LORYS MARIAM RUIZ GARCÉS**

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

2019

**METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN, DIAGNÓSTICO Y REMEDIACIÓN
DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD INICIAL EN EL CAMPO LA CIRA
INFANTAS**

**DANNA CAROLINA TORRES RODRÍGUEZ
LORYS MARIAM RUIZ GARCÉS**

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniera de Petróleos

**DIRECTOR
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos, M.Sc**

**CODIRECTOR
JULES ALFONSO DÍAZ BARRERA
Ingeniero de Petróleos**

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

2019

DEDICATORIA

A Dios y “a la vida, que me ha dado tanto”: amor, salud y paz, las tres cosas más importantes para lograr lo que me he propuesto.

A mi mamá, Lucy, por darme la vida, la libertad para tomar mis propias decisiones y el sentido de responsabilidad para hacerme cargo de ellas.

A mi papá, Juancho, quien me ha apoyado durante toda mi carrera y quien es un espejo para mí en el ámbito profesional.

A Lola, mi nona, que me ha acompañado en todos los grandes momentos de mi vida y al igual que mis papás se ha esforzado por darme lo mejor.

A mi compañera de tesis, Lorys. A mi grupo de amigos, Daniela, Cristian, Andy, Mora y Juan Diego, con quienes he pasado las buenas y las desveladas en la Universidad. A Mari y Carlos, amigos de toda una vida. A Sebas, porque nunca ha existido persona que me entienda más.

A mi profesor del colegio Juan de Jesús Rodríguez, ya que gracias a él pude amar las matemáticas lo suficiente como para querer ser ingeniera.

Y finalmente, a todas las personas que me han ayudado y apoyado durante mi vida, con una palabra alentadora, con una sonrisa reconfortante o con un abrazo sincero. A todos ellos: ¡Gracias totales!

Danna Torres.

DEDICATORIA

A Dios, por ser mi guía y fortaleza en esta etapa de mi vida.

A mis padres, Doris y Mario, por su infinito amor, por enseñarme a creer en mí.

*A mis hermanas, Yinessa y Yulissa, por ser mis mejores amigas y brindarme su
apoyo incondicional.*

A la UIS, donde hallé tesoros invaluables, profesores y amigos.

*De manera especial Danna, mi compañera de tesis, Juan Diego y Alejandra,
gracias, infinitas gracias por su cariño y afecto a lo largo de estos años.*

Lorys Ruíz.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradecemos a Dios por su infinito amor, por darnos la libertad para escoger nuestra vocación y por llenar nuestras vidas de bendiciones que nos han permitido lograr nuestras metas y sueños.

A nuestras familias por su continuo apoyo y amor durante nuestras vidas, y especialmente a nuestros padres por formarnos para ser mujeres autónomas, responsables, tolerantes y críticas.

A nuestro director de tesis, Erik Giovany Montes Páez, por brindarnos su atención, conocimiento y orientación durante el desarrollo de este proyecto.

A Occidental Andina de Colombia por permitirnos realizar nuestra práctica empresarial y generar conocimiento mientras nos enfrentábamos por primera vez a la vida laboral.

Al grupo RMT de La Cira Infantas, los ingenieros Víctor Morales, Juan Cabrales, Vicente Gómez, Andrea Medina, Jules Díaz, Luz Adriana Rueda, Sandy Garnica, Luis Carlos Villamizar, Lina Montenegro, Javier Useche, Edwin Guzmán, Daniela Mañozca, Laura Posada, Jhon Ramírez, Anggie Almeida y Julio Nossa, por su apoyo, sus conocimientos, sugerencias y correcciones, y por hacer de ésta una experiencia tan inolvidable y enriquecedora en los ámbitos académico y personal.

A la Universidad Industrial de Santander y a los profesores y empleados de la Escuela de Ingeniería de Petróleos que nos permitieron crecer como estudiantes y personas.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO TEÓRICO	20
1.2. PRODUCTIVIDAD DE POZOS.....	25
1.2.1. Índice de Productividad.....	25
1.2.2. Régimen de flujo	25
1.3. DAÑO A LA FORMACIÓN	27
1.3.1. Mecanismos de daño a la formación.	29
1.3.2. Mediciones del daño a la formación.....	31
2. IDENTIFICACIÓN DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD INICIAL.....	36
2.1. CÁLCULOS DE EFICIENCIA DE FLUJO	37
2.1.1. Índice de productividad teórico	37
2.1.2. Índice de productividad real	38
2.1.3. Gráficas de eficiencia de flujo.	40
2.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD.....	41
2.3. CÁLCULOS DE ÍNDICES DE HETEROGENEIDAD.....	44
2.3.1. Caudal de aceite promedio.	45
2.3.2. Producción acumulada de aceite.	45
2.3.3. Conductividad.	46
2.3.4. Daño aparente.	46
2.3.5. Gráficas de índices de heterogeneidad	47
2.3.6. Priorización de pozos.....	51
2.4. “MATCH” ENTRE EFICIENCIAS DE FLUJO E ÍNDICES DE HETEROGENEIDAD	53

3. DIAGNÓSTICO DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD INICIAL	55
3.1. PERFORACIÓN – CEMENTACIÓN	57
3.1.1. Volumen pérdidas de fluido.....	58
3.1.2. Tipo de fluido utilizado	59
3.1.3. Tiempo de perforación	61
3.2. COMPLETAMIENTO	62
3.2.1. Penetración de las cargas.....	63
3.2.2. Diámetro de perforación de las cargas.	64
3.2.5. Desviación del pozo.....	66
3.2.6. Presión diferencial durante el disparo.....	67
3.2.7. Fluido de completamiento	69
3.3. MONITOREOS FISICOQUÍMICOS	69
3.3.1. Calcita.....	70
3.3.2. Dolomita.....	70
3.3.3. Barita.....	71
3.3.4. Tendencia incrustante.....	71
4. REMEDIACIÓN DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD INICIAL	75
4.1. FRACTURAMIENTO	75
4.2. ACIDIFICACIÓN O ESTIMULACIÓN QUÍMICA	77
4.2.1. Fracturamiento con ácido.....	77
4.2.2. Limpieza con ácido	77
4.2.3. Acidificación matricial.....	78
4.2.4. Procedimiento de acidificación.....	78
4.2.5. Aditivos utilizados.	80
4.3. RECAÑONEO	81
4.3.1. Cargas con alta penetración.	81
4.3.2. Presión diferencial bajobalance (underbalance).	81
5. DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA	84
5.1. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA.....	84
5.2. HERRAMIENTA DIDÁCTICA PARA LA METODOLOGÍA	86

5.2.1. Identificación.....	86
5.2.2. Diagnóstico.....	88
5.2.3. Remediación.....	89
5.3. IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A UN POZO CON BAJA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	89
5.4. IMPACTO DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA PARA EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	93
6. CONCLUSIONES	96
7. RECOMENDACIONES.....	98
BIBLIOGRAFÍA.....	99

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Localización del campo La Cira Infantas	20
Figura 2. Tipos de roca La Cira Infantas.....	23
Figura 3. Histórico de producción La Cira Infantas	24
Figura 4. Clasificación de los mecanismos comunes de daño a la formación ...	29
Figura 5. Esquema de la zona dañada en la cara del pozo.....	33
Figura 6. Flujo de trabajo para identificación de pozos con baja productividad .	36
Figura 7. Prueba de producción de fluidos <i>LC-01</i>	39
Figura 8. Nivel estático y dinámico del pozo.....	39
Figura 9. Gráfica eficiencia de flujo vs tiempo <i>LC-01</i>	41
Figura 10. Gráfica típica de pozos Progresivos.	43
Figura 11. Gráfica típica de pozos Iniciales.	43
Figura 12. Gráfica típica de pozos Iniciales – Progresivos.	43
Figura 13. Distribución de la clasificación de pozos según EF.	44
Figura 14. Cuadrantes del plano cartesiano.	47
Figura 15. Gráfica $I_H Q_o$ vs $I_H N_p$	48
Figura 16. Gráfica $I_H N_p$ vs $I_H K_H$	49
Figura 17. Gráfica $I_H D_A$ vs $I_H K_H$	50
Figura 18. Distribución de pozos críticos según I_H	52
Figura 19. Pozos candidatos con baja productividad inicial.....	53
Figura 20. Mapas pozos candidatos con baja productividad	54
Figura 21. Ciclo de vida de un pozo.	55
Figura 22. Zonas de pérdida de circulación de fluido.	58
Figura 23. Esquema pozos críticos por pérdidas de circulación.....	59
Figura 24. Distribución fluidos utilizados durante la perforación.....	60

Figura 25. Esquema pozos críticos por tiempo de perforación.....	61
Figura 26. Esquema pozos críticos por penetración de cargas.	64
Figura 27. Penetración y diámetro de perforación de cargas de cañoneo.....	65
Figura 28. Densidad de cargas y fase angular.	66
Figura 29. Efecto de la desviación de pozo en el cañoneo.....	66
Figura 30. Esquema pozos críticos por desviación.....	67
Figura 31. Efecto del sobrebalance en el cañoneo.....	68
Figura 32. Efecto del bajobalance en el cañoneo.	68
Figura 33. Evidencia física de calcita en LC-02.	72
Figura 34. Pozos críticos por tendencia incrustante.	73
Figura 35. Resultados diagnóstico de pozos con baja productividad inicial.	74
Figura 36. Propagación de la fractura e introducción del propante.....	76
Figura 37. Etapas del proceso de acidificación.....	79
Figura 38. Esquema de selección de método de remediación.	82
Figura 39. Distribución de métodos de remediación seleccionados.	83
Figura 40. Diagrama de flujo de la metodología propuesta.	84
Figura 41. Identificación y clasificación de los pozos por EF en Spotfire®.	87
Figura 42. Identificación y clasificación de los pozos por IH en Spotfire®.	87
Figura 43. Clasificación general de los pozos (Match EF – IH) en Spotfire®. ..	88
Figura 44. Diagnóstico de los pozos en Spotfire®.	88
Figura 45. Métodos de remediación propuestos en Spotfire®.	89
Figura 46. Identificación y clasificación del pozo LCI-076.	91
Figura 47. Remediación del pozo LCI-076.	93
Figura 48. Producción incremental de aceite.....	95

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Formaciones productoras La Cira Infantas.	22
Tabla 2. Clasificación de pozos.	42
Tabla 3. Cuadrantes críticos de gráficas IH.....	51
Tabla 4. Prioridad de pozos según IH.....	52
Tabla 5. Causas de daño a la formación en etapas iniciales del pozo.	56
Tabla 6. Pérdidas de circulación promedio por área del campo.	59
Tabla 7. Penetración de cargas usadas en La Cira Infantas.	64
Tabla 8. Índices de saturación críticos.....	72
Tabla 9. Aditivos usados durante la acidificación.	80
Tabla 10. Cálculos de eficiencia de flujo pozo <i>LCI-076</i>	90
Tabla 11. Cálculos índices de heterogeneidad <i>LCI-076</i>	91
Tabla 12. Diagnóstico del pozo <i>LC-076</i>	92
Tabla 13. Incrementales de aceite y reservas potenciales.	95

LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO A. Tipos de completamiento de pozos.....	102
ANEXO B. Base de datos final de los pozos con baja productividad inicial en LCI.	105

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN, DIAGNÓSTICO Y REMEDIACIÓN DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD INICIAL EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.*

AUTORES: DANNA CAROLINA TORRES RODRÍGUEZ;
LORYS MARIAM RUIZ GARCÉS. **

PALABRAS CLAVE: PRODUCTIVIDAD, EFICIENCIA DE FLUJO, ÍNDICES DE HETEROGENEIDAD, DAÑO A LA FORMACIÓN, MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN, PERFORACIÓN, COMPLETAMIENTO, MONITOREOS FÍSICOQUÍMICOS, ESTIMULACIÓN, RECAÑONEO, LA CIRA INFANTAS.

DESCRIPCIÓN: La productividad de un pozo, definida como la capacidad de éste para producir un caudal de fluido a determinado diferencial de presión, depende no sólo de variables petrofísicas, características del yacimiento y propiedades de los fluidos almacenados sino también del daño a la formación, el cual puede provocar disminuciones considerables en el caudal de fluido producido del pozo.

En este trabajo se desarrolla una metodología aplicable para el campo maduro La Cira Infantas que se basa en la identificación de pozos que presentan baja productividad inicial mediante cálculos de eficiencia de flujo en función del tiempo de producción, índices de heterogeneidad de variables petrofísicas y de producción y análisis de gráficas y resultados. Posterior a la identificación se realiza un diagnóstico de las posibles causas que dieron origen a los mecanismos de daño que afectan a los pozos de estudio durante las actividades de perforación, cementación y completamiento, y teniendo en cuenta los resultados de monitoreos fisicoquímicos realizados a los pozos recientemente. Una vez identificadas las causas que afectan la productividad inicial se proponen métodos de remediación con base en la literatura y experiencias exitosas para el conjunto de pozos identificados con el fin de aumentar su productividad.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc., Erik Giovany Montes Páez. Codirector: Ing. Jules Alberto Díaz Barrera.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE IDENTIFICATION, DIAGNOSIS AND REMEDIATION OF WELLS WITH LOW INITIAL PRODUCTIVITY AT THE CIRA INFANTAS FIELD.*

AUTHORS: DANNA CAROLINA TORRES RODRÍGUEZ;
LORYS MARIAM RUIZ GARCÉS. **

KEYWORDS: PRODUCTIVITY; FLOW EFFICIENCY; HETEROGENEITY INDEXES; FORMATION DAMAGE; FORMATION DAMAGE MECHANISMS; DRILLING; COMPLETION; PHYSICOCHEMICAL MONITORING; STIMULATION; REPERFORATING; THE CIRA INFANTAS.

DESCRIPTION: Well productivity, defined as its capacity to produce a fluid flow at a given pressure differential, not only depends on petrophysical variables, reservoir characteristics and stored fluids properties but also on the formation damage, which can cause considerable decreases in the fluid flow produced from the well.

This project develops an applicable methodology to the mature field La Cira Infantas, which is based on the identification of wells with low initial productivity through flow efficiency calculations as a function of production time, heterogeneity indexes for petrophysical and production variables and graphs and results analysis. After identification, a diagnosis is carried out for possible sources of damage mechanisms affecting the studied wells during drilling, cementing and completion activities, and considering the results of physical-chemical monitoring recently carried out on the wells. Once the sources affecting initial productivity were identified, remediation methods are proposed based on the literature and successful experiences for the set of wells identified in order to increase their productivity.

* Bachelor Thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: M.Sc., Erik Giovany Montes Páez. Co-Director: Eng. Jules Alfonso Díaz Barrera

INTRODUCCIÓN

El campo La Cira Infantas, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, es un campo con más de cien años de vida operativa al cual se le han implementado dos procesos de inyección de agua con el propósito de aumentar su productividad y alcanzar los objetivos de producción deseados.

Sin embargo, la productividad de los pozos se puede ver afectada en diferentes etapas de su ciclo de vida operativa debido a mecanismos de daño a la formación como la migración de finos, precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos o taponamiento debido a los fluidos de perforación y completamiento utilizados, entre otros, los cuales reducen la permeabilidad de la roca y por consiguiente la producción del pozo.

Con base en lo anterior, y reconociendo la importancia de La Cira Infantas en la producción nacional de crudo, es necesario implementar estrategias que permitan incrementar el caudal de fluido en los pozos productores del campo mediante el desarrollo de una metodología con la cual se pueda identificar, diagnosticar y proponer un método de remediación a los pozos que presenten bajas productividades, principalmente aquellos afectados con baja productividad desde las etapas iniciales de perforación y completamiento y con mayor volumen de reservas por contactar.

En el primer capítulo de este proyecto se presentan las generalidades del campo La Cira Infantas, como su ubicación, propiedades del yacimiento e histórico de producción, así como los fundamentos teóricos de productividad y daño a la formación en pozos petroleros.

En el segundo capítulo se realiza la identificación de los pozos con baja productividad a partir de cálculos y gráficas de eficiencias de flujo que permiten observar su comportamiento con el paso del tiempo y cálculos y gráficas de índices

de heterogeneidad mediante información petrofísica y de producción, lográndose identificar y priorizar los pozos como Iniciales, Iniciales-Progresivos y Progresivos, siendo el enfoque de este proyecto los pozos clasificados como Iniciales.

En el tercer capítulo se sientan las bases y variables necesarias para el diagnóstico de las principales causas que provocan el daño a la formación y afectan negativamente la productividad de los pozos identificados como Iniciales durante las operaciones tempranas en el ciclo de vida del pozo, y con base en ellos se determinan los posibles mecanismos de daño y su criticidad.

En el cuarto capítulo se hace una revisión bibliográfica de los principales métodos de remediación para pozos afectados por daño a la formación y se propone cuál puede ser empleado para cada pozo según la criticidad definida durante el diagnóstico.

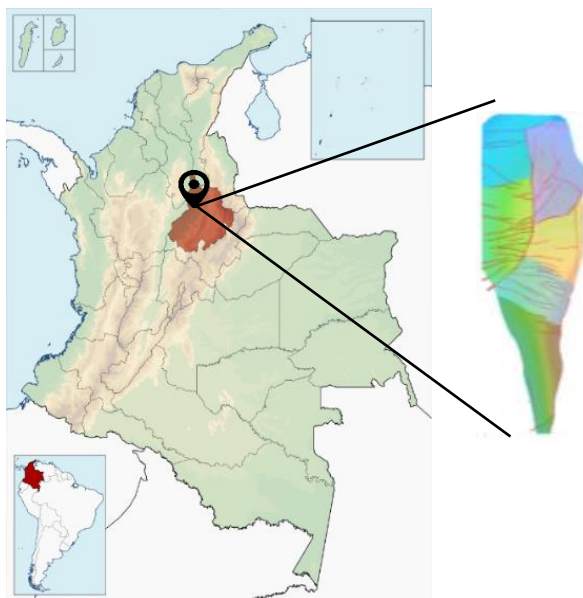
En el quinto y último capítulo se establece la metodología mediante la construcción de un diagrama de flujo y una herramienta didáctica en una interfaz de visualización que permite aplicar la metodología propuesta a los pozos productores de La Cira Infantas. También se presenta el impacto positivo que la metodología puede generar al añadir barriles y reservas potenciales en el campo.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. CAMPO LA CIRA INFANTAS

La Cira Infantas es un campo maduro localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el corregimiento El Centro, cerca de Barrancabermeja, Colombia (Figura 1). Fue descubierto por la compañía estadounidense Tropical Oil Company gracias a la perforación exitosa del pozo Infantas-2, cuya producción inicial fue de 42 barriles el día 29 de abril de 1918, dando inicio a la historia petrolera del país¹.

Figura 1. Localización del campo La Cira Infantas



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018. Modificado.

¹ PRIETO, Maria Elizabeth, *et al.* Redevelopment Progress for Colombia's La-Cira Infantas Field. Society of Petroleum Engineers, 2009.

El campo estuvo bajo recuperación primaria desde 1918 hasta 1959, año en el que se desarrolló el primer proceso de inyección de agua. En 2005 comenzó la asociación entre Occidental Andina de Colombia y Ecopetrol dando inicio al segundo proceso de inyección de agua en La Cira Infantas mediante sarta selectiva. Dicho método de recobro secundario se ha implementado en las arenas C de la formación Mugrosa, principal formación productora del campo, conformada por intercalaciones de areniscas, shales y limolitas. El yacimiento corresponde a un sistema fluvial compuesto por diez unidades operacionales, desde C1-C hasta C5-C (ver Tabla 1). Actualmente se están desarrollando arenas tanto de la formación Colorado como de la parte alta de la formación Esmeralda.

El ambiente deposicional o sedimentario es de ríos meandriformes, causando una alta heterogeneidad areal y vertical en la formación, con permeabilidades entre los 800 – 2000 mD, porosidades promedio de 19-22% y un espesor bruto promedio de 600 ft ².

La columna estratigráfica cubre rocas del pre-Cretáceo al Oligoceno, pasando por algunas rocas del Mioceno presentes en los alrededores del campo y depósitos del Pleistoceno en la zona Oeste. La litología del campo es descrita como areniscas arcillosas con tamaño de grano fino a muy fino y sus facies son típicamente canales de areniscas, llanuras de inundación e intercalaciones de arenisca y arcillas.

Los principales componentes en la matriz de las rocas de la formación son granos detríticos de cuarzo y feldespatos (plagioclasa y K-feldespato). El cemento es antigénico y está compuesto en su mayoría por minerales arcillosos (caolinita, esmectita e illita), pirita y cuarzo.

Las rocas se clasifican en cuatro tipos según calidad, la cual se basa en la permeabilidad, volumen de arcillas y porosidad (ver Figura 2). El proceso de inyección de agua se ha enfocado en las rocas tipo 1 (calidad excelente), tipo 2

² MORALES, Víctor; RAMIREZ, Leyla. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. SPE, 2018.

(buena), y tipo 3 (media), al ser los tipos de roca que toman la mayor parte del agua de inyección³.

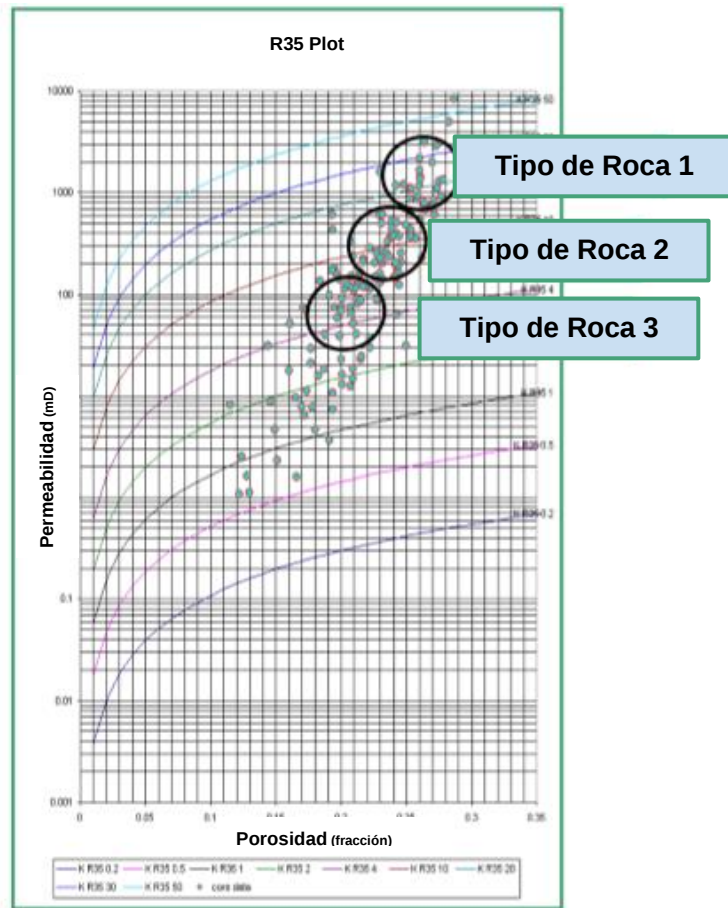
Tabla 1. Formaciones productoras La Cira Infantas.

Formación	Zona	Unidad Operacional	Profundidad
Colorado	A	Arenas 58	2000 ft
		Arenas 116	
		Arenas 157	
Mugrosa	B	Arenas 244	
		Arenas 13	
		Arenas 13L	
		Arenas La Cira	
		Arenas 47	
	C	C1-C	600 ft
		C1Ab-C	
		C2-C	
		C2Dt-C	
		Gtb-C	
		C3-C	
		C3Cb-C	
		C4-C	
		C4Cb-C	
Esmeraldas	D	C5-C	500 ft
		D1,D2...D5	

Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

³ NUÑEZ, Walter., et al. Comprehensive Methodology to Identify, Quantify and Eliminate the Formation Damage Mechanisms, Successfully Applied for the first Time by the Operator in a Colombian Mature Field; Including formation Damage Modelling, Well Candidate Selection, Stimulation Treatment Design and Execution: a Case History. SPE, 2015

Figura 2. Tipos de roca La Cira Infantas.

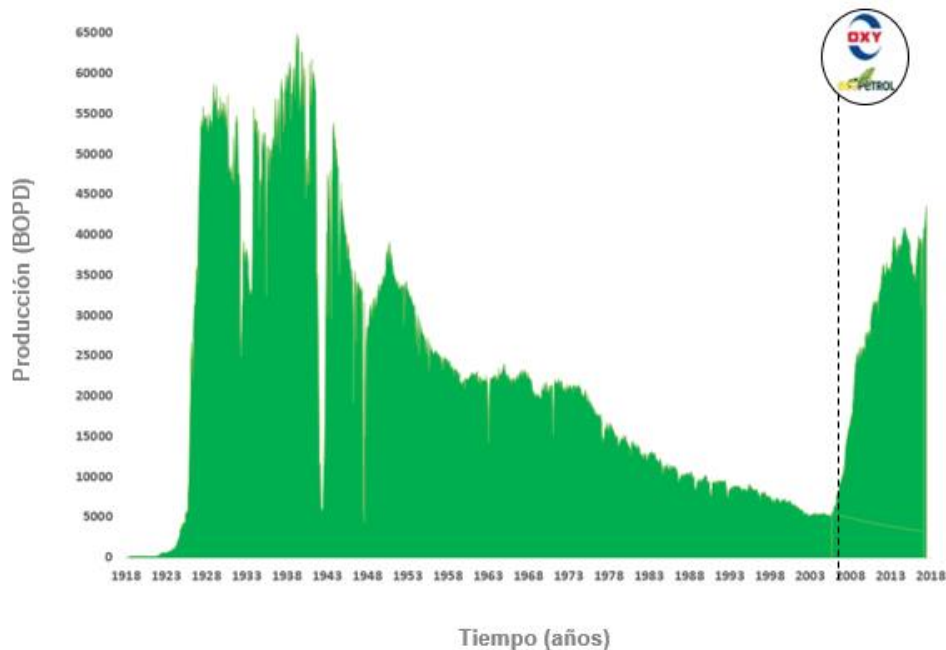


Fuente: NUÑEZ, Walter., et al. Comprehensive Methodology to Identify, Quantify and Eliminate the Formation Damage Mechanisms [...]. SPE, 2015. Modificado.

El campo está dividido en seis áreas operacionales: tres en La Cira (CN,CE,CS) y tres en Infantas (IN,IC,IS). Estas áreas están delimitadas por fallas inversas o normales y ubicadas geográficamente en regiones con comportamientos históricos similares. Cada área comparte una tendencia común en el desempeño del proceso de inyección. Actualmente el campo tiene 1200 pozos productores activos (95% de ellos bajo el proceso de inyección de agua) y 500 pozos inyectoros.

Como resultado del segundo proceso de inyección de agua, el campo produce actualmente 45.000 BOPD, 30 BOPD en promedio por pozo, con una gravedad API promedio de 23 grados y un corte de agua del 90% aproximadamente. El agua producida en el campo es de 506.000 BWPD y se inyectan cerca de 618.000 BWIPD, con tasas de inyección de 1.500 BWIPD por pozo inyector⁴. Como se puede apreciar en el histórico de producción, el crecimiento del campo en los últimos 13 años ha sido notorio ya que, a pesar de ser un campo maduro, aún se siguen buscando estrategias que permitan aumentar su producción, como la implementación de trabajos de *workover*, *wellservice*, *conformance*, estimulación, entre otros.

Figura 3. Histórico de producción La Cira Infantas



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018. Modificado.

⁴ MORALES, Víctor; RAMIREZ, Leyla. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. SPE, 2018.

1.2. PRODUCTIVIDAD DE POZOS

1.2.1. Índice de Productividad. La productividad de un pozo se entiende como la capacidad que tiene éste para producir. Suele determinarse a partir del índice de productividad (J), el cual relaciona el caudal de fluido producido con el *drawdown* o diferencial de presión del pozo.

$$J = \frac{Q_f}{P_y - P_{wf}} \left[\frac{\frac{Bbbls}{día}}{psi} \right] \quad (1)$$

Donde,

J : Índice de productividad, bbls/día/psi.

Q_f : Caudal de fluido producido, bbls/día.

P_y : Presión de yacimiento, psi.

P_{wf} : Presión del pozo fluyendo o presión de fondo del pozo, psi.

1.2.2. Régimen de flujo. A partir de la Ley de Darcy y del régimen de flujo, que se define como “la geometría de flujo predominante reflejada en una respuesta transitoria de presión”⁵, se pueden obtener diferentes expresiones que dependen de parámetros como la permeabilidad, la viscosidad del aceite y el daño a la formación.

- **Estado transitorio**

En el estado transitorio la presión del yacimiento varía con el tiempo, el yacimiento actúa como radial infinito a medida que aumenta el área de drenaje del pozo y

⁵ SCHLUMBERGER S.A. Oilfield Glossary.

el fluido se comporta ligeramente compresible y con viscosidad constante⁶.

$$J = \frac{kh}{162,2B\mu \left(\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0,87s \right)} \left[\frac{Bbls}{psi} \right] \quad (2)$$

- **Estado estable**

Los parámetros de tasas de flujo, presión de yacimiento y de fondo no varían con el tiempo, es decir, permanecen constantes. Yacimientos con un acuífero activo o bajo un proceso de inyección de agua, como es el caso de La Cira Infantas, son las situaciones más comunes en las que se presenta el estado estable, ya que la presión de yacimiento es prácticamente constante⁷. El índice de productividad está dado por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{kh}{141,2B\mu \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s \right)} \left[\frac{\frac{Bbls}{día}}{psi} \right] \quad (3)$$

- **Estado pseudo-estable**

En este régimen de flujo no hay soporte de presión, es decir, la presión en el límite del yacimiento y en cualquier punto del área de drenaje del pozo no es constante, sino que decrece a una tasa constante con el tiempo⁸. La expresión es la siguiente:

$$J = \frac{kh}{141,2B\mu \left(\ln\left(\frac{0,472r_e}{r_w}\right) + s \right)} \left[\frac{\frac{Bbls}{día}}{psi} \right] \quad (4)$$

⁶ ECONOMIDES, Michael, et al. Petroleum production systems – Second Edition. Boston, USA: Prentice Hall editors, 2013. p.24.

⁷ Ibíd., p. 19.

⁸ Ibíd., p. 26.

Donde las variables son:

J : Índice de productividad, bbls/día/psi.

k : Permeabilidad, mD.

h : Espesor neto, ft.

B : Factor volumétrico de formación del fluido, bbl/STB.

μ : Viscosidad del fluido, cp.

t : Tiempo, horas.

c_t : Compresibilidad total, 1/psi.

r_w : Radio del pozo, ft.

r_e : Radio de drenaje, ft.

s : Factor de daño a la formación, adimensional.

Como se puede apreciar, la productividad de un pozo depende de parámetros petrofísicos de la formación y propiedades del fluido, los cuales se pueden ver afectados en gran medida por el daño a la formación inducido en las diferentes etapas de la vida del pozo.

1.3. DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es la alteración negativa de las propiedades de flujo en los espacios porosos del yacimiento o las perforaciones del pozo y puede originarse durante las etapas iniciales de perforación y completamiento, así como durante operaciones de *workover* (cañoneos adicionales, aislamiento de zonas o cambios del SLA), *well service* (limpiezas o reparaciones), producción o abandono temporal del pozo. Esto genera una disminución del caudal de fluido producido debido a la alteración de variables como:

- **Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación**

El flujo de fluido (aceite y agua) hacia el pozo se ve restringido debido al taponamiento o bloqueo total de los conductos porosos o las fracturas naturales del yacimiento. Esto puede originarse por la filtración de fluidos externos en la formación utilizados durante las etapas de perforación, completamiento o limpieza del pozo, los cuales están compuestos por materiales con partículas finas que taponan los espacios porosos de la roca o forman emulsiones que reducen la capacidad de la roca para permitir el flujo.

- **Reducción de la permeabilidad relativa**

Esto puede ser ocasionado por el incremento de la saturación de agua en las cercanías de la cara del pozo al ocurrir una alta invasión de filtrado. Además, si el filtrado contiene surfactantes, este puede cambiar la mojabilidad de la roca y como resultado reducir la permeabilidad relativa al aceite.

- **Alteración de la viscosidad de los fluidos de yacimiento**

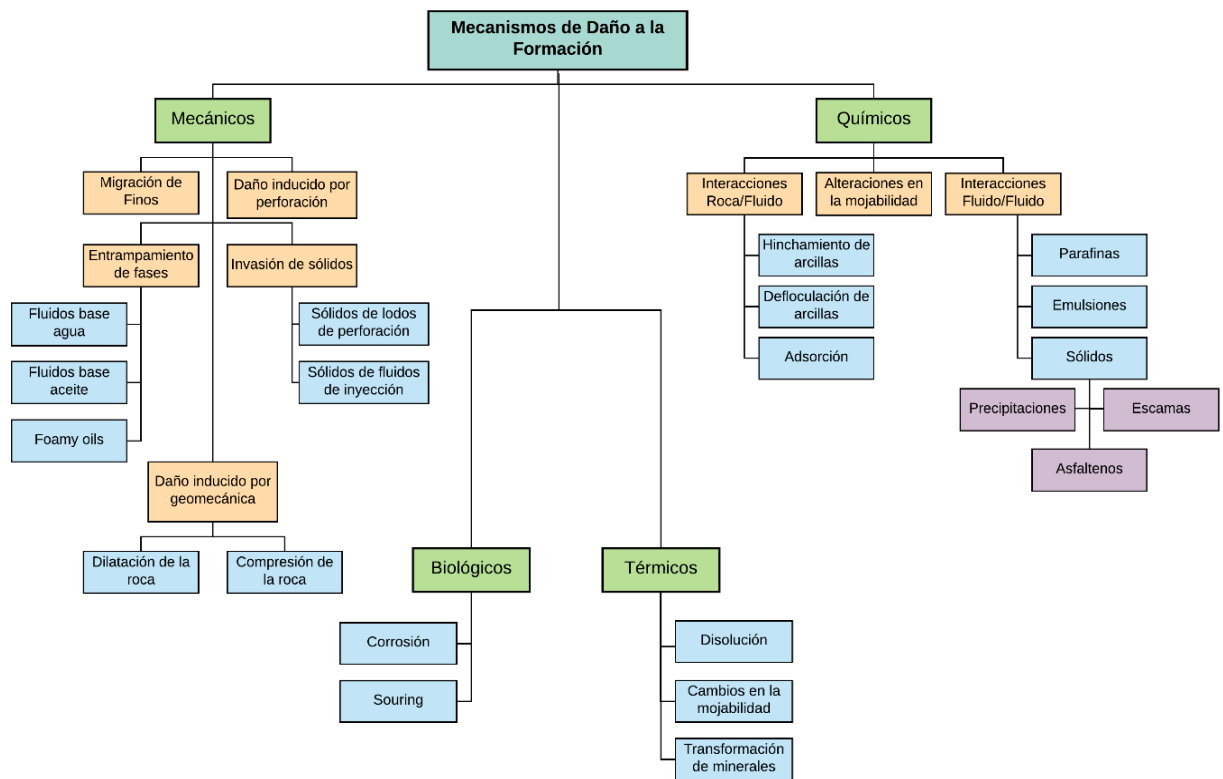
Este fenómeno puede resultar de altos filtrados que contengan o formen emulsiones directas (agua en aceite), las cuales son más viscosas que las emulsiones inversas (aceite en agua). Las ecuaciones (2), (3) y (4) evidencian que al aumentar la viscosidad del fluido la productividad del pozo se reduce⁹.

⁹ GARAICOCHEA, Francisco. Apuntes de estimulación de pozos. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. p. 1-3

1.3.1. Mecanismos de daño a la formación. El daño a la formación puede ocurrir por diferentes mecanismos que dependen de la naturaleza de la roca, los fluidos en el yacimiento y las condiciones in-situ.

Los procesos fundamentales que causan el daño a la formación, esquematizados por Bennion (1999), pueden clasificarse en: Mecánicos, Químicos, Biológicos y Térmicos.

Figura 4. Clasificación de los mecanismos comunes de daño a la formación



Fuente: BENNION, Douglas. Formation Damage -The Impairment of the Invisible, By the Inevitable and Uncontrollable, Resulting in an Indeterminate Reduction of the Unquantifiable! Petroleum Society of Canadá, 1999. Modificado.

Bennion y Thomas (1994) agruparon los mecanismos de daño más comunes observados en pozos verticales y horizontales de la siguiente manera¹⁰:

- **Incompatibilidades fluido – fluido**

Causadas por reacciones entre el filtrado de los fluidos de perforación o completamiento con los fluidos in-situ (aceite o salmuera de la formación) generando escamas, precipitados insolubles, asfaltenos o emulsiones estables.

- **Incompatibilidades roca – fluido**

Se producen por el contacto de minerales que pueden hincharse (esmectita) o deflocularse (caolinita) con soluciones acuosas en desequilibrio, resultando en una reducción severa de la permeabilidad cerca al pozo.

- **Invasión de sólidos**

La invasión de los sólidos artificiales que componen el fluido de perforación (agentes densificantes o de control de filtrado) y/o de granos finos de la formación generados al moler y cortar las rocas con la broca durante la perforación pueden provocar taponamientos y reducciones de la permeabilidad del yacimiento.

- **Entrampamiento de fases**

Este fenómeno es la invasión y entrampamiento de altas saturaciones de aceite o agua en la cara del pozo causando una reducción sustancial de la productividad de aceite o gas, especialmente para formaciones con baja permeabilidad.

¹⁰ BENNION, Douglas. y THOMAS, F. Brent. Underbalanced Drilling of Horizontal Wells: Does It Really Eliminate Formation Damage? SPE, 1994.

- **Adsorción química/ Alteración de la mojabilidad**

La mayoría de los fluidos de perforación contienen diferentes aditivos químicos que mejoran el rendimiento del lodo durante la operación. Algunos de estos pueden ser incompatibles con las rocas de la formación y los fluidos que almacenan, o son altamente propensos a la adsorción física. Esto conlleva a reducciones en la permeabilidad debido a la adsorción física de polímeros o alteraciones de la mojabilidad de las rocas por la adsorción de surfactantes.

- **Migración de finos**

El movimiento de partículas finas de la formación puede ser un problema especialmente para yacimientos con alta e incontrolada pérdida de fluidos y bajo condiciones de perforación de sobrebalance (*overbalance*). Además, grandes variaciones en los caudales de producción pueden provocar la migración hacia el pozo de partículas de diámetro reducido, resultando en el puenteo y taponamiento de las gargantas de los poros.

- **Actividad biológica**

Durante los procesos de perforación y completamiento pueden introducirse a la formación agentes bacterianos aeróbicos y anaeróbicos capaces de generar, como producto de desecho, trazas de polímeros polisacáridos que pueden obstruir la porosidad y reducir la permeabilidad en la región cercana al pozo.

1.3.2. Mediciones del daño a la formación. El daño a la formación puede ser cuantificado por varios términos, como son el Factor *skin* total, el índice de variación de la permeabilidad y de la viscosidad, la profundidad del daño y la eficiencia de flujo. A continuación se definirán cada uno de ellos:

- **Factor *skin* total**

El factor *skin* o efecto *skin* es un parámetro adimensional que relaciona el radio aparente y actual del pozo de acuerdo con la zona dañada en la formación como se puede ver en la Figura 5 y la siguiente expresión¹¹:

$$(r_w)_{aparente} = e^{-s}(r_w)_{actual} \quad (5)$$

Donde,

r_e : radio del yacimiento, ft.

r_w : radio del pozo, ft.

r_s : radio de la zona dañada o zona con *skin*, ft.

Por otro lado, el factor de *skin* o de daño total (S_{Total}) se define como la sumatoria de factores adimensionales como el daño por perforados (S_p); por perforación (S_d); por desviación (S_{dev}) y por completamiento o penetración parcial que ocurre cuando solo una porción o parte del yacimiento es perforado durante el cañoneo(S_{pc})¹².

Además, pueden añadirse otros factores denominados *pseudo – skins* que pueden ser causados por el depletamiento del yacimiento, cambios en la velocidad del flujo cerca del pozo o procesos de fracturamiento hidráulico¹³.

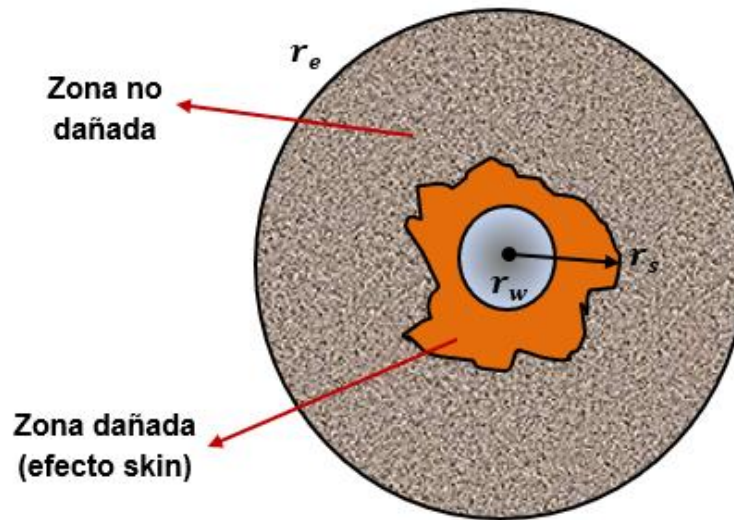
$$S_{Total} = S_p + S_d + S_{dev} + S_{pc} + \sum pseudo - skins \quad (6)$$

¹¹ CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Houston: Gulf Publishing Company, 2000. p. 685-686.

¹² PUCKNELL, J.K. y CLIFFORD, P.J. Calculation of Total Skin Factors. SPE, 1991.

¹³ ECONOMIDES, Michael, et al. Petroleum production systems – Second Edition. Boston, USA: Prentice Hall editors, 2013. p.34

Figura 5. Esquema de la zona dañada en la cara del pozo.



Fuente: CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Houston: Gulf Publishing Company, 2000. p. 686. *Modificado*.

- **Índice de variación de la permeabilidad (PVI)**

Es una fracción que expresa el cambio de la permeabilidad de la formación debido al daño cerca del pozo.

$$PVI = \frac{K - K_d}{K} \quad (7)$$

Donde,

K : permeabilidad antes del daño, mD o D.

K_d : permeabilidad después del daño, mD o D.

- **Índice de variación de la viscosidad (VVI)**

Al igual que en la variable anterior, se define como la fracción del cambio de la viscosidad del fluido, considerado como una mezcla agua – aceite, por varios procesos, como por ejemplo la emulsificación. Como ya se ha mencionado, la formación de emulsiones directas aumenta la viscosidad del fluido y provocan un daño a la formación debido a disminuciones en la permeabilidad por taponamientos.

$$VVI = \frac{\mu - \mu_d}{\mu} \quad (8)$$

Donde,

μ : viscosidad del fluido antes del daño, cP.

μ_d : viscosidad del fluido después del daño, cP.

- **Relación de daño (DR)**

La relación de daño se encuentra en función de la tasa de flujo y se define como la fracción que expresa el cambio en la tasa de flujo del pozo debido al daño cerca del mismo.

$$DR = \frac{q - q_d}{q} \quad (9)$$

Donde,

q : tasa de flujo sin daño, bbls/día

q_d : tasa de flujo con daño, bbls/día

- **Profundidad del daño**

Representa la distancia entre la zona de formación dañada y el pozo. La siguiente correlación fue desarrollada por Yan, et al (1997) a partir de datos obtenidos mediante plugs con evidencia de daño.

$$d = 1,612p^{0,521} \left(\frac{V_f}{\varphi} \right)^{0,271} \exp(0,043K) \quad (10)$$

Donde,

d : profundidad de invasión, cm

p : presión, MPa

V_f : pérdida acumulada de filtrado, cm³

φ : porosidad, porcentaje

K : permeabilidad, Darcy

- **Eficiencia de flujo (EF)**

La eficiencia de flujo se define como la relación entre el índice de productividad del pozo antes (J) y después del daño (J_d) en bbls/día/psi ¹⁴.

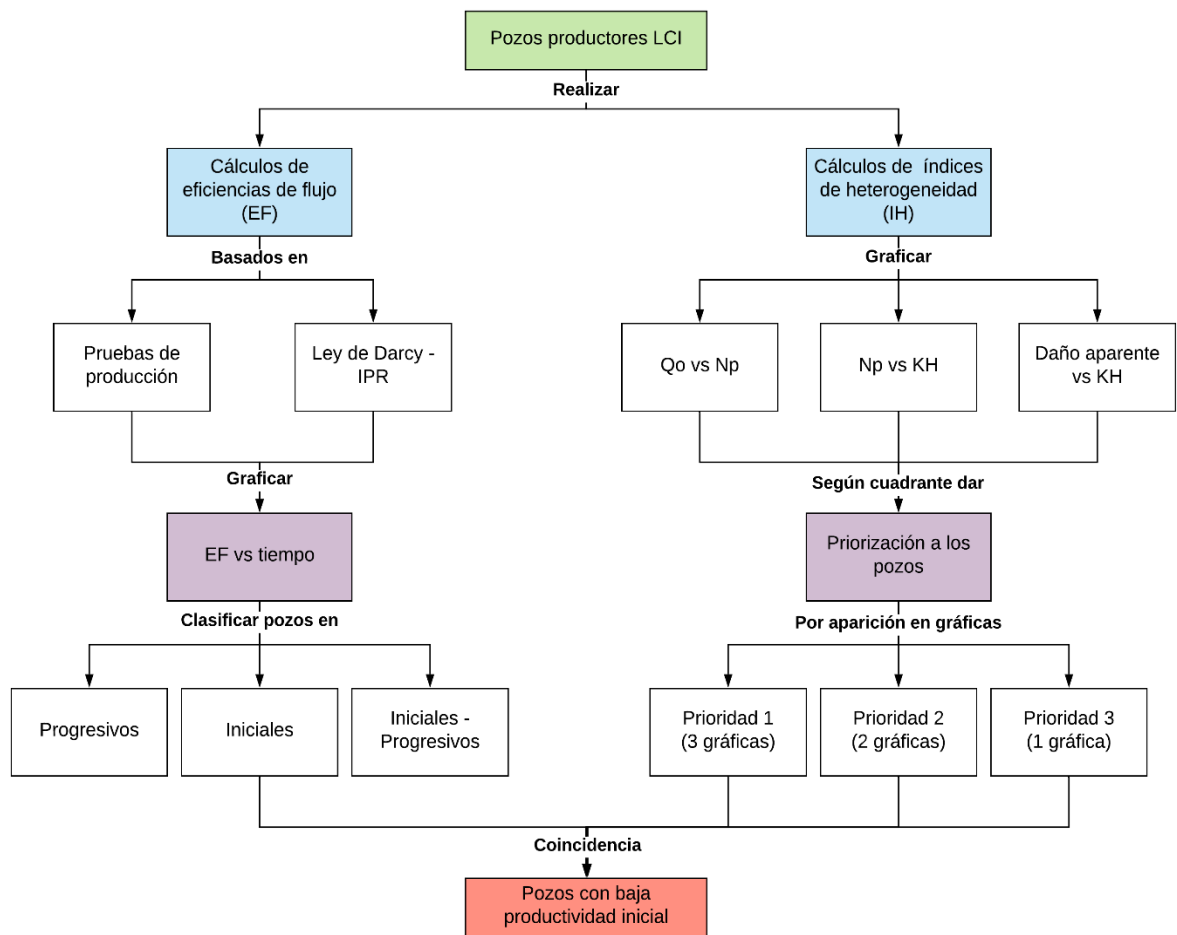
$$EF = \frac{J_d}{J} \quad (11)$$

¹⁴ CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Houston: Gulf Publishing Company, 2000. p. 685-692

2. IDENTIFICACIÓN DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD INICIAL

En primera instancia, para el desarrollo de la metodología fue necesario identificar aquellos pozos que presentaran baja productividad inicial debido a la presencia de diferentes mecanismos de daño, los cuales serán diagnosticados en el siguiente capítulo. Para ello se planteó y aplicó el siguiente flujo de trabajo a la totalidad de pozos productores activos en el campo La Cira Infantas :

Figura 6. Flujo de trabajo para identificación de pozos con baja productividad



2.1. CÁLCULOS DE EFICIENCIA DE FLUJO

Como se observó en el esquema anterior, uno de los pasos para identificar los pozos con baja productividad consiste en la realización de cálculos de eficiencia de flujo, concepto descrito en el Capítulo 1. En este caso el índice de productividad antes del daño (J) se definió como el índice de productividad teórico ($J_{teórico}$), donde se considera un daño o *skin* igual a cero, y el índice de productividad después del daño (J_d) como el índice de productividad actual o real (J_{real}), donde el *skin* puede ser igual o diferente a cero, obteniéndose la siguiente expresión:

$$EF = \frac{J_{real}}{J_{teórico}} \quad (12)$$

2.1.1. Índice de productividad teórico. Es calculado después del completamiento inicial del pozo para determinar el caudal de fluido y el corte de agua esperado según las condiciones actuales y las condiciones a un año de presión en fondo. Así mismo, el cálculo es actualizado cada vez que se lleva acabo una operación en donde se modifique el estado mecánico del pozo (cañoneo o aislamiento de arenas, cambio del sistema de levantamiento artificial, de la profundidad del *intake* de la bomba o de su capacidad), al cambiar el patronamiento de los pozos o al perforar o abandonar un pozo inyector que afecte al productor. En la Cira Infantas se considera el régimen estable para calcular el índice de productividad teórico, el cual está basado en el modelo petrofísico, las pruebas PVT y las curvas de permeabilidad relativa.

$$J_{teórico} = \sum \frac{K_A * K_r * h}{141,2 * \mu_m * B_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} = \frac{\sum \frac{K_{eff} * h_p}{\mu_m}}{141,2 * B_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{bbls}{día} \right] \left[\frac{psi}{psi} \right] \quad (13)$$

Donde:

K_{eff} : Permeabilidad efectiva, mD.

h_p : Espesor neto cañoneado , ft.

B_o : Factor volumétrico de formación del aceite, bbl/STB.

μ_m : Viscosidad del fluido, cP.

r_w : Radio del pozo, ft. Generalmente es 0,354 ft.

r_e : Radio de drenaje o radio del yacimiento, ft. Se calcula a partir del área de drenaje.

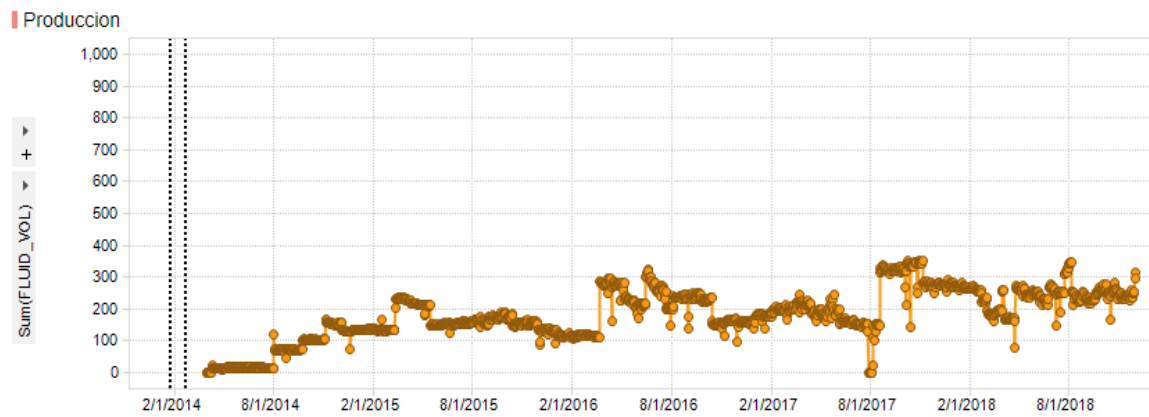
Se asume que el índice de productividad teórico del pozo es la suma de los índices de productividad teóricos de cada perforado o espesor cañoneado, además se considera al fluido como una mezcla y no como la suma de agua y aceite, por lo tanto, la viscosidad del fluido depende del corte de agua.

2.1.2. Índice de productividad real. Este es calculado a partir de la gravedad API o gravedad específica del fluido y de las pruebas de producción realizadas a lo largo de la vida operativa del pozo. Mediante dichas pruebas se puede conocer:

- El caudal de fluido producido.
- El corte de agua.
- El nivel estático del pozo (columna de fluido en el pozo cuando está cerrado).
- El nivel dinámico del pozo (columna de fluido mientras se está produciendo o el pozo está fluyendo).

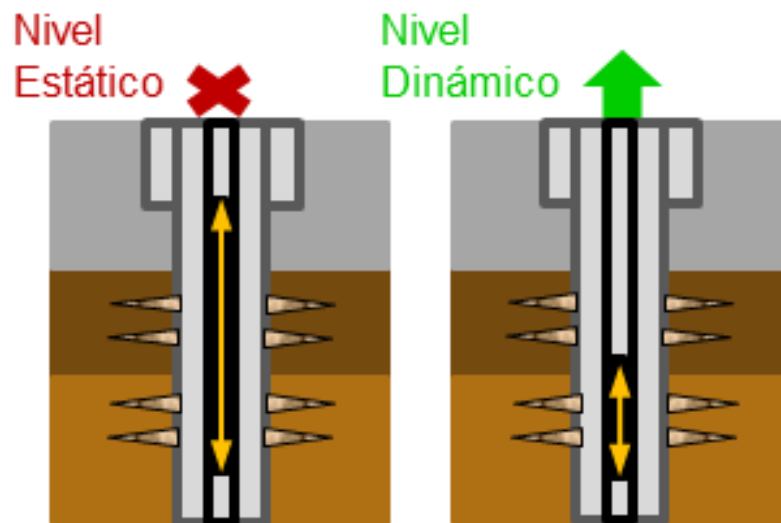
A continuación se observan las pruebas de producción de fluido llevadas a cabo en el pozo LC-01 y graficadas en función del tiempo. También se presenta un esquema típico del nivel estático y dinámico de un pozo.

Figura 7. Prueba de producción de fluidos LC-01.



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

Figura 8. Nivel estático y dinámico del pozo.



Por lo tanto, las productividades reales de los pozos activos a octubre de 2018 fueron calculadas para cada fecha en la que se realizó una prueba de producción de la siguiente manera:

$$J_{real,t} = \frac{Q_{fluido}}{0,433 \left[\frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} * (1 - BSW) + BSW \right] (N_{estático} - N_{dinámico})} \left[\frac{bbls}{\frac{día}{psi}} \right] \quad (14)$$

$$J_{real,t} = \frac{Q_{fluido}}{\nabla P * GE_m * (N_{estático} - N_{dinámico})} \left[\frac{bbls}{\frac{día}{psi}} \right] \quad (15)$$

Donde,

Q_{fluido} :Caudal de fluido.

∇P :Gradiente de presión = 0,433 psi/ft.

GE_m :Gravedad específica de la mezcla de fluidos.

$N_{estático}$:Nivel estático, ft.

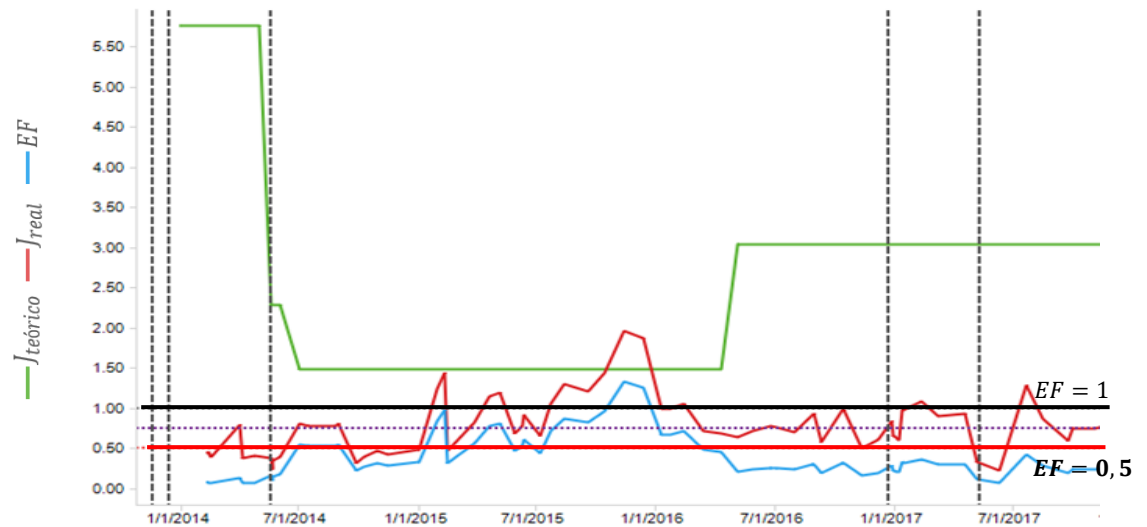
$N_{dinámico}$:Nivel dinámico, ft.

De esta forma se obtuvo la expresión que permitiera evaluar el comportamiento de la eficiencia de flujo a través del tiempo de producción de los pozos activos en La Cira Infantas:

$$EF, t = \frac{\frac{Q_{fluido}}{\nabla P * GE_m * (N_{estático} - N_{dinámico})}}{\frac{0,007078}{B_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \sum \frac{K_{eff} * h_p}{\mu_m}} \left[\frac{bbls}{\frac{día}{psi}} \right] \quad (16)$$

2.1.3. Gráficas de eficiencia de flujo. Con los cálculos realizados, se graficaron las productividades teóricas y reales versus el tiempo de cada uno de los pozos, así como la relación entre dichos valores, es decir, sus eficiencias de flujo. Todos aquellos pozos cuyas gráficas evidenciaron eficiencias de flujo menores a 0,5 ($EF < 0,5$), fueron considerados como pozos con baja productividad.

Figura 9. Gráfica eficiencia de flujo vs tiempo LC-01.



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

2.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD

Mediante las gráficas de EF vs tiempo fue posible identificar que 429 pozos (35,8%) presentaban bajas productividades, es decir, que han producido menos de la mitad de su potencial desde algún punto de su vida operativa.

Debido a la cantidad de pozos y a la necesidad de realizar un diagnóstico de las causas de tales productividades, los pozos se agruparon y clasificaron con base en el comportamiento histórico de eficiencias de flujo y el tiempo en el que su valor era inferior al valor límite de 0,5. Para ello se hizo una revisión de cada una de las gráficas de EF realizadas, así como de las operaciones llevadas a cabo en los pozos y que pudieron afectar su productividad.

A continuación se presenta la clasificación de los pozos propuesta así como las gráficas típicas de comportamiento de EF vs tiempo.

Tabla 2. Clasificación de pozos.

Clasificación	EF	Comportamiento
Progresivos	Inicialmente: $EF \geq 1$ Con el tiempo: $EF < 0,5$	Pozos cuya productividad ha caído uniformemente con el paso del tiempo. Inicialmente tenían EF mayores a 1, que fueron cayendo hasta valores por debajo de 0,5.
Iniciales	Inicialmente: $EF < 0,5$	Pozos que han tenido bajas productividades desde su perforación. Sus EF se han mantenido por debajo de 0,5 durante toda su vida operativa.
Iniciales - Progresivos	Inicialmente $EF < 0,5$ Con el tiempo $0 < EF \leq 1$	Una combinación de los dos anteriores casos. Son pozos que inicialmente tenían EF por debajo de 0,5 y aunque se recuperaron en algún punto, las EF comenzaron a caer de manera progresiva con el paso de los años.

Figura 10. Gráfica típica de pozos Progresivos.

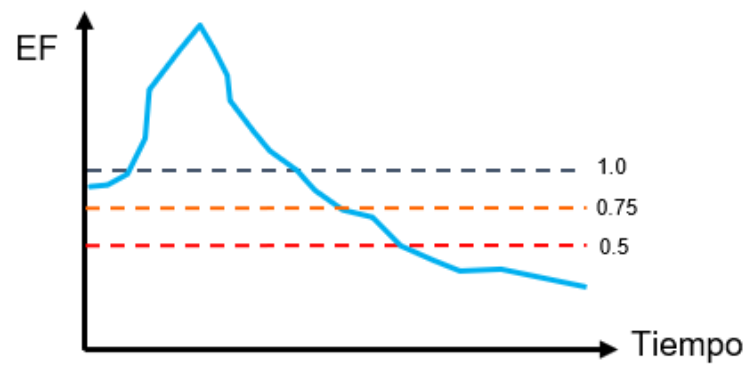


Figura 11. Gráfica típica de pozos Iniciales.

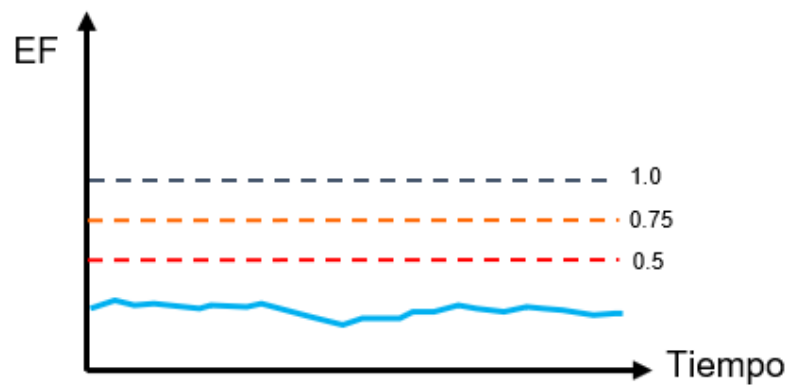
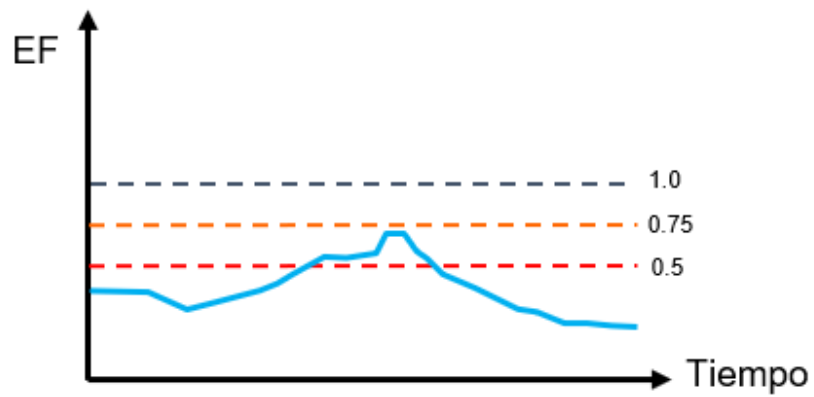
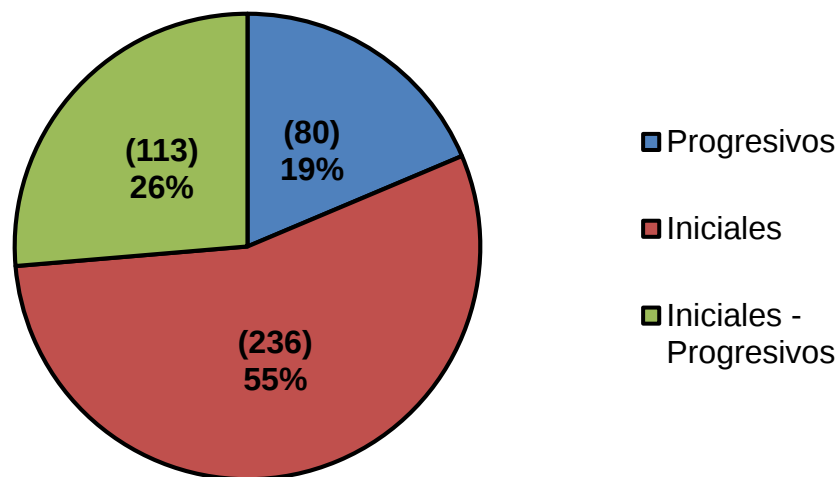


Figura 12. Gráfica típica de pozos Iniciales – Progresivos.



Como se puede observar en la Figura 13, del análisis se obtuvo que el 55% de los pozos con bajas productividades en el campo se encontraban en la categoría de Iniciales, lo cual hizo que se tomara la decisión de enfocar el estudio y la metodología a estos pozos, ya que poseen mayor número de reservas que aún no han sido contactadas desde las primeras etapas de producción del pozo.

Figura 13. Distribución de la clasificación de pozos según EF.



2.3. CÁLCULOS DE ÍNDICES DE HETEROGENEIDAD

Otro de los conceptos que se tuvieron en cuenta fueron los índices de heterogeneidad, los cuales permiten relacionar determinadas variables para reconocer comportamientos anormales en la producción de los pozos respecto a otros, esto con el objetivo de darles mayor o menor prioridad a la hora de proponer el método de remediación. Los siguientes cálculos fueron aplicados como otro filtro a la totalidad de los pozos productores activos de La Cira Infantas, logrando

identificar pozos con condiciones críticas de bajos caudales y acumulados de aceite a pesar de tener buenas condiciones de permeabilidad o espesores cañoneados.

2.3.1. Caudal de aceite promedio. A través de las bases de datos de producción se tomó el caudal de aceite [bbls/día] promedio de los últimos 3 meses de cada pozo y se dividió por el promedio de caudales de aceite de todos los pozos productores activos del campo. El índice de heterogeneidad se calculó de la siguiente manera:

$$IH Q_{o_i} = \frac{\overline{Q_{o_i}}}{\overline{Q_{o_T}}} - 1 \quad (17)$$

Donde,

$IH Q_{o_i}$: Índice de heterogeneidad caudal de aceite promedio de los últimos 3 meses.

$\overline{Q_{o_i}}$: Caudal de aceite promedio de los últimos 3 meses de cada pozo.

$\overline{Q_{o_T}}$: Caudal de aceite promedio de los últimos 3 meses de todos los pozos productores.

2.3.2. Producción acumulada de aceite. El segundo índice de heterogeneidad se obtuvo a partir de la producción acumulada de aceite de cada uno de los pozos, normalizada con los meses en los cuales el pozo estuvo produciendo:

$$Np \text{ norm } _i = \frac{Np_i}{t \text{ producción}_i} \text{ [bbls]} \quad (18)$$

$$IH Np_i = \frac{Np \text{ norm } _i}{\overline{Np \text{ norm } _T}} - 1 \quad (19)$$

Donde,

$Np_{norm\ i}$: Producción acumulada de aceite normalizada, bbls.

Np_i : Producción acumulada de aceite de cada pozo, bbls/meses.

$t_{producción_i}$: meses en los que el pozo produjo aceite, meses.

$IH\ Np_i$: Índice de heterogeneidad producción acumulada aceite.

$\overline{Np_{norm\ T}}$: Producción acumulada de aceite normalizada promedio de todos los pozos productores.

2.3.3. Conductividad. La capacidad de flujo por espesor de arena se calcula a partir del producto de la permeabilidad absoluta K y el espesor cañoneado H .

$$IH\ KH_i = \frac{KH_i}{\overline{KH_T}} - 1 \quad (20)$$

Donde,

$IH\ KH_i$: Índice de heterogeneidad conductividad KH.

KH_i : Conductividad de cada pozo.

$\overline{KH_T}$: Promedio conductividades de todos los pozos productores.

2.3.4. Daño aparente. Calculado como una relación entre la conductividad (KH) y la producción acumulada normalizada de cada pozo. Es importante aclarar que éste daño no es el mismo *skin* o daño a la formación, el cual es calculado mediante las ecuaciones de índices de productividad o como una relación entre las eficiencias de flujo.

$$DA_i = \frac{KH_i}{Np \text{ norm } i} \quad (21)$$

$$IH DA_i = \frac{DA_i}{\overline{DA_T}} - 1 \quad (22)$$

Donde,

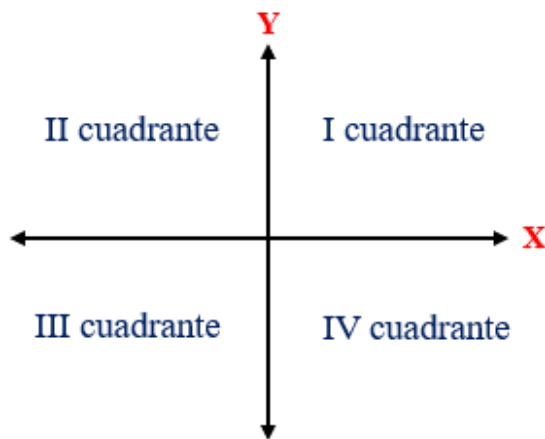
$IH DA_i$: Índice de heterogeneidad daño aparente.

DA_i : Daño aparente de cada pozo.

$\overline{DA_T}$: Promedio de daños aparentes de todos los pozos productores.

2.3.5. Gráficas de índices de heterogeneidad. Las variables anteriormente calculadas para cada uno de los pozos fueron relacionadas entre sí mediante gráficas cartesianas, divididas en 4 cuadrantes. La aparición de los pozos (círculos) en un cuadrante determinado para cada gráfica determina su criticidad.

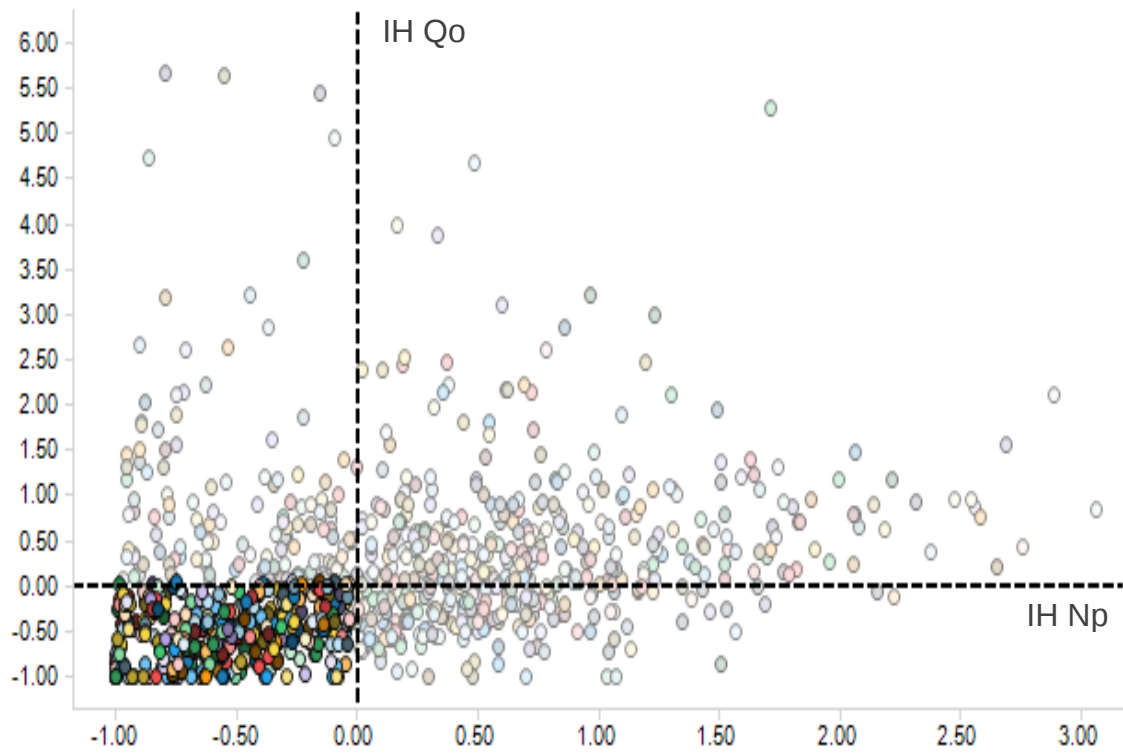
Figura 14. Cuadrantes del plano cartesiano.



- **Gráfica $IH Q_o$ vs $IH N_p$**

La primera gráfica relaciona los índices de heterogeneidad de caudal de aceite promedio de los últimos 3 meses y de producción acumulada de aceite. El cuadrante crítico en este caso es el número III, donde se encuentran los pozos que tienen bajos acumulados de aceite y bajos caudales de aceite (valores negativos en ambos casos).

Figura 15. Gráfica $IH Q_o$ vs $IH N_p$.

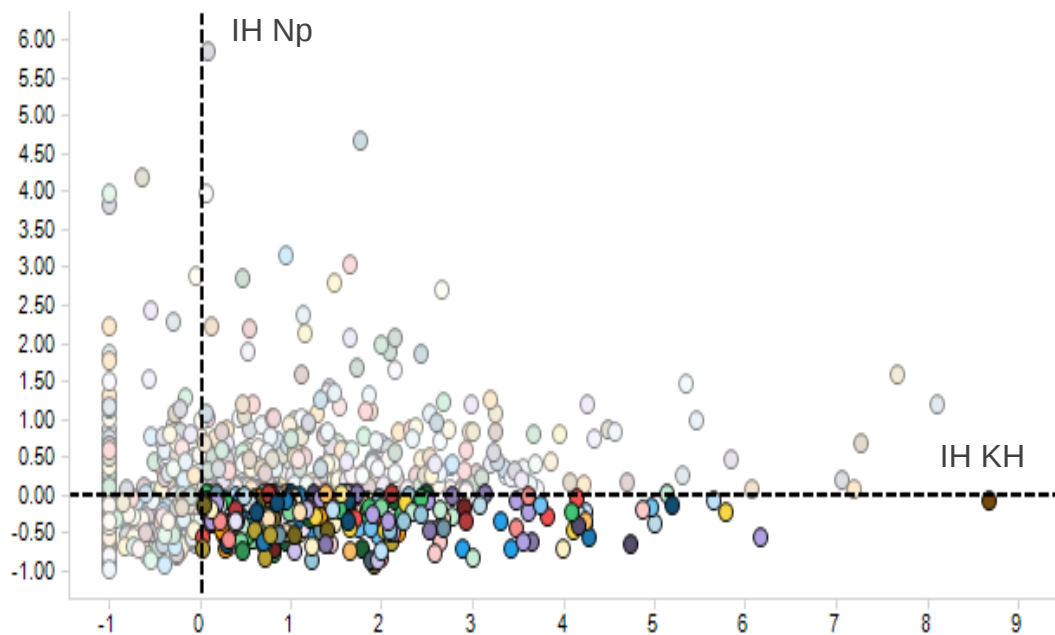


Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

- **Gráfica *IH Np vs IH KH***

En la gráfica que relaciona los índices de heterogeneidad de producción acumulada de aceite y conductividad el cuadrante crítico es el número IV, ya que representa los pozos que a pesar de tener buenas condiciones de conductividad (valores positivos) tienen bajos acumulados de aceite (valores negativos), descartando entonces que la baja producción se deba a propiedades petrofísicas como la permeabilidad.

Figura 16. Gráfica *IH Np vs IH KH*.

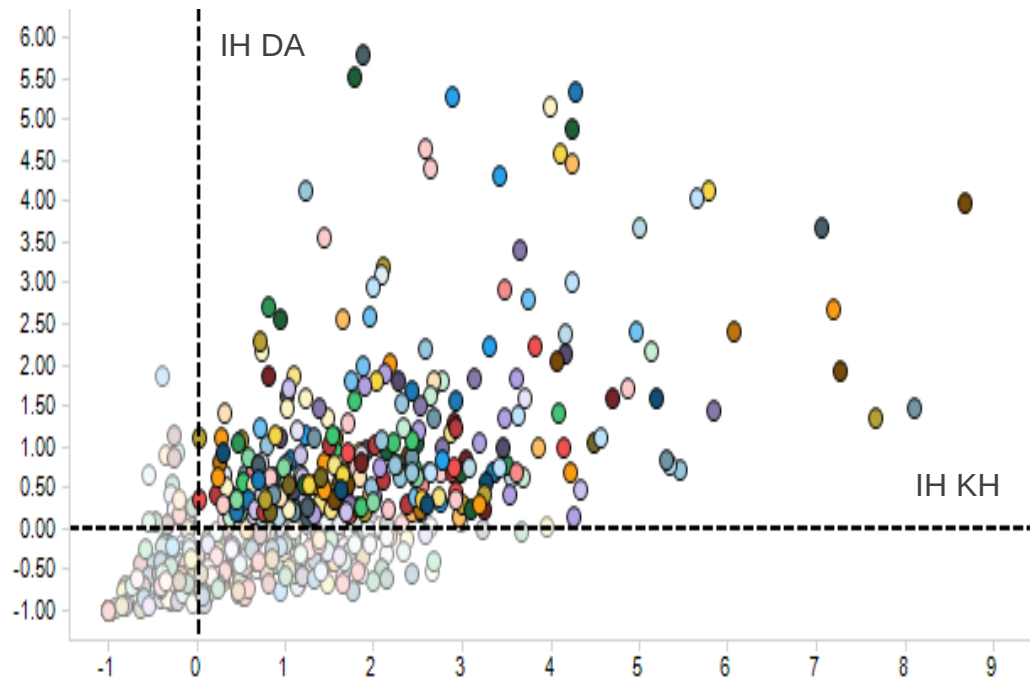


Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

- **Gráfica *IH DA vs IH KH***

Para la última gráfica se tuvieron en cuenta los cálculos de índices de heterogeneidad de daño aparente y de conductividad. Como se pudo ver en la Ecuación (21), el daño aparente será alto si la producción acumulada de aceite, normalizada con el tiempo de producción del pozo, es muy baja para las condiciones de permeabilidad y espesores cañoneados. Debido a esto, el cuadrante que contiene los pozos con comportamiento crítico es el número I, en el cual la conductividad es alta (valores positivos), sin embargo, el daño aparente es alto (valores positivos).

Figura 17. Gráfica *IH DA vs IH KH*.



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

Tabla 3. Cuadrantes críticos de gráficas IH

Gráfica	Cuadrante	Comportamiento
IH Qo vs IH Np	III	Pozos con bajos caudales de aceite y baja producción acumulada de aceite.
IH Np vs IH KH	IV	Pozos con baja producción acumulada de aceite a pesar de tener buenas condiciones de conductividad.
IH DA vs IH KH	I	Pozos con altos daños aparentes a pesar de tener buenas condiciones de conductividad.

2.3.6. Priorización de pozos. Considerando que es la primera vez que en La Cira Infantas se realiza un estudio de daño a la formación en pozos productores con la finalidad de aumentar su productividad, es importante la aplicación de filtros que permitan seleccionar los mejores candidatos para el desarrollo de proyectos piloto. De ahí el menester de priorizar pozos sobre otros, lo cual se logró con la ayuda de los índices de heterogeneidad y la presencia de los pozos en los cuadrantes críticos mostrados en la tabla anterior.

La priorización se realizó con base en la aparición del pozo en uno o más de los cuadrantes determinados como críticos según la relación de los índices de heterogeneidad en las gráficas anteriores. Es decir, si el pozo aparece en más cuadrantes críticos su prioridad será mayor y será un candidato más atractivo para remediación, como se puede ver en la siguiente tabla:

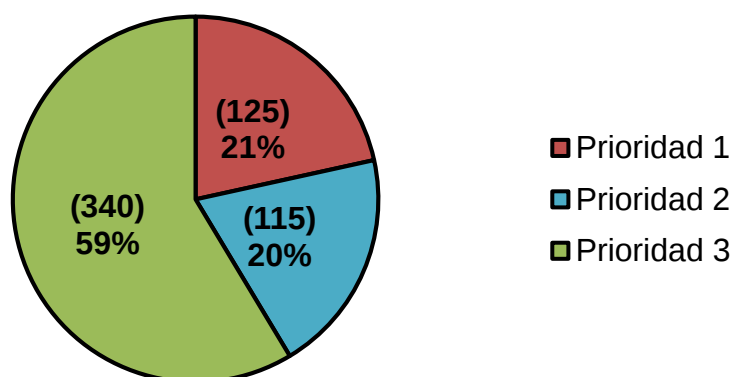
Tabla 4. Prioridad de pozos según IH

Prioridad	Justificación
1	Pozos que aparecen en los cuadrantes críticos de las 3 gráficas.
2	Pozos que aparecen en los cuadrantes críticos de 2 gráficas
3	Pozos que aparecen en el cuadrante crítico de solo 1 gráfica.
0	Pozos que no aparecen en ningún cuadrante crítico.

Nota: Los pozos de Prioridad 0 también son considerados pozos No candidatos, ya que no presentan comportamientos anormales en ninguna de las gráficas.

Mediante los cálculos y gráficas de índices de heterogeneidad se encontraron 580 pozos que presentan baja productividad según los cuadrantes críticos en los que se ubican. En la siguiente gráfica se observa la distribución de los pozos según su prioridad, evidenciándose que la mayoría de los pozos son de Prioridad 3, es decir, se encuentran en el cuadrante crítico de una sola gráfica, la cual es en la mayoría de los casos la gráfica de IH Qo vs IH Np.

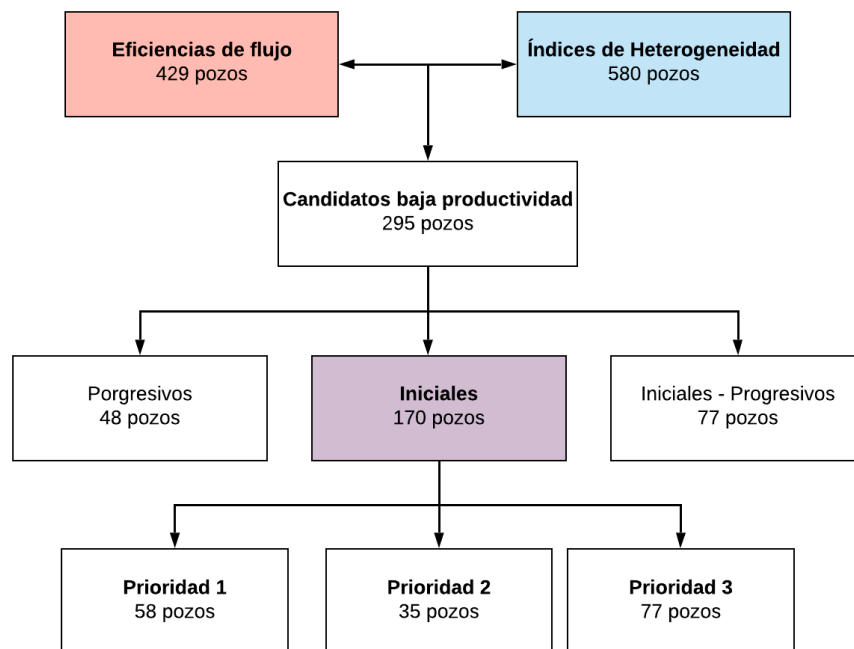
Figura 18. Distribución de pozos críticos según IH.



2.4. “MATCH” ENTRE EFICIENCIAS DE FLUJO E ÍNDICES DE HETEROGENEIDAD

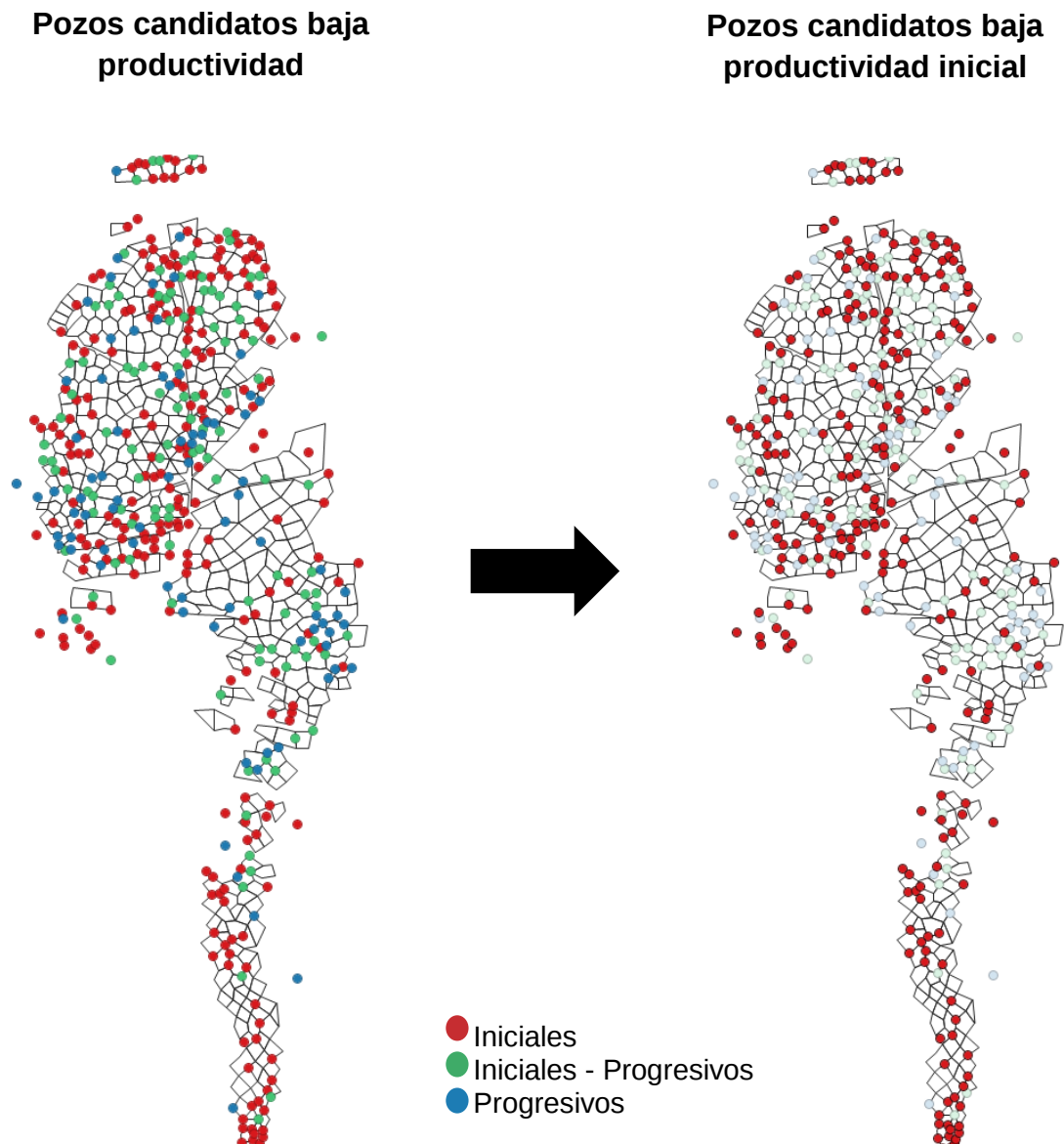
Por último, se realizó un “*match*” o una búsqueda de coincidencias entre los resultados por eficiencias de flujo e índices de heterogeneidad, considerando a los pozos identificados bajo los dos conceptos como pozos candidatos para una futura remediación debido a su baja productividad. Como se mencionó anteriormente el enfoque del proyecto recae en los pozos clasificados según las eficiencias de flujo como Iniciales, debido a su alto porcentaje y potencial. De esta manera se lograron identificar 295 pozos con baja productividad, de los cuales 170 pozos (58%) son pozos con baja productividad Inicial, la mayoría de ellos de Prioridad 3 (45%).

Figura 19. Pozos candidatos con baja productividad inicial.



En los siguientes mapas del campo La Cira Infantas se puede observar la ubicación de los pozos candidatos con baja productividad, así como los pozos clasificados como iniciales:

Figura 20. Mapas pozos candidatos con baja productividad



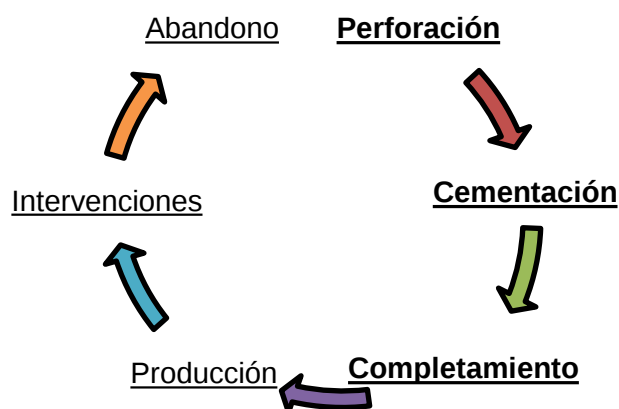
Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018. Modificado.

3. DIAGNÓSTICO DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD INICIAL

Ya identificados los pozos con bajas productividades iniciales, la segunda fase necesaria para el desarrollo de la metodología se basa en el diagnóstico de las posibles causas que pudieron provocar los mecanismos de daño que afectaron a los pozos de estudio disminuyendo su caudal de producción actual respecto al esperado o teórico.

James (2000) realizó un análisis de los múltiples mecanismos de daños presentes en el campo de crudo pesado West Coalinga, ubicado en California, categorizándolos en las diferentes etapas del “ciclo de vida de un pozo”. Este planteamiento se aplicó a los pozos del campo La Cira Infantas y a las operaciones realizadas desde su perforación hasta su abandono.

Figura 21. Ciclo de vida de un pozo.



Fuente: JAMES, R. Tague. Optimizing Production in Fields with Multiple Formation Damage Mechanisms. SPE, 2000. Modificado.

Como se mencionó anteriormente, los pozos con baja productividad inicial son aquellos que han producido caudales de fluido menores a los esperados desde el comienzo de su vida operativa, lo que hace suponer que pudieron verse afectados durante las primeras etapas de perforación, cementación y completamiento. Por lo tanto, el diagnóstico se orientará hacia la recopilación de información y análisis de dichas etapas.

En la siguiente tabla se enlistan los principales mecanismos de daño a la formación que pueden ser causados por las operaciones de perforación, cementación y completamiento^{15 16}.

Tabla 5. Causas de daño a la formación en etapas iniciales del pozo.

Etapa	Causas de daño
Perforación	Filtrado de lodo de perforación
	Filtrado de partículas sólidas
	Defloculación e hinchamiento de arcillas
	Alteración de minerales
	Compresión de la roca
	Precipitaciones de sólidos
Cementación	Filtrado de cemento
	Reacciones por productos químicos
	Filtrado de fluidos de limpieza
Completamiento	Filtrado de fluidos de completamiento
	Cañoneo

¹⁵ REED, M.G. Formation Damage Prevention During Drilling and Completion. SPE, 1989.

¹⁶ JAMES, R. Tague. Optimizing Production in Fields with Multiple Formation Damage Mechanisms. SPE, 2000.

Para el análisis las etapas del ciclo de vida del pozo se agruparon en: Perforación-cementación y Completamiento. Además se tuvieron en cuenta las condiciones actuales del pozo mediante los resultados de monitoreos fisicoquímicos realizados en los últimos años.

3.1. PERFORACIÓN – CEMENTACIÓN

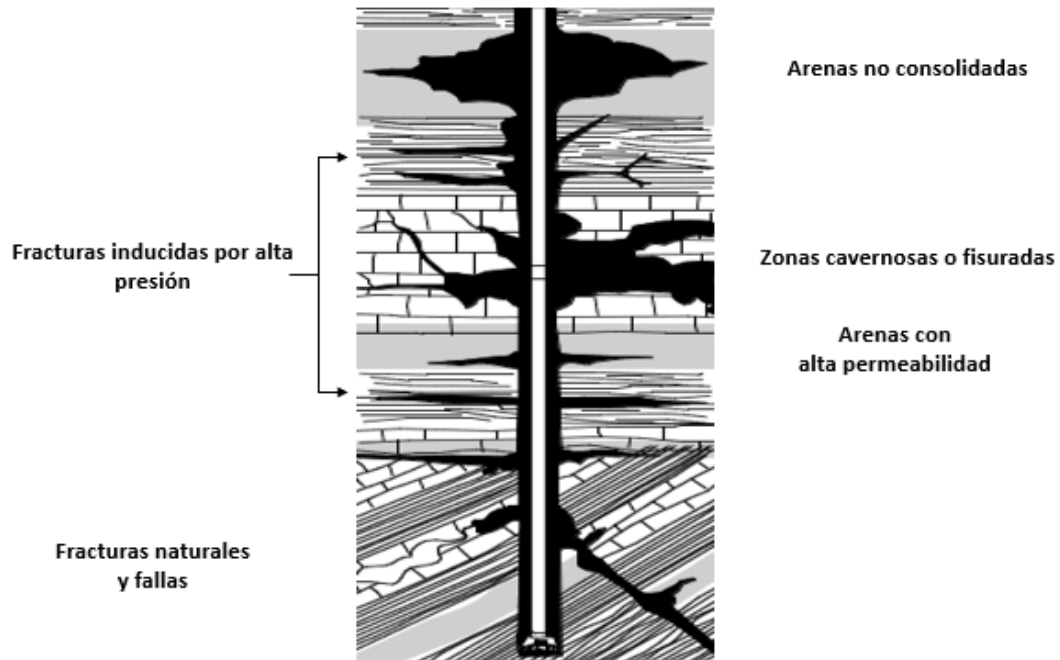
Durante las operaciones de perforación y cementación, los mecanismos de daño a la formación que pueden afectar a los pozos productores son las interacciones o incompatibilidades fluido/fluido, roca/fluido e invasión de sólidos debido al filtrado o pérdidas de circulación del lodo de perforación y/o la lechada y fluidos de cementación. Las pérdidas de circulación pueden producirse por la invasión de fluido hacia las zonas cavernosas, fracturadas o no consolidadas de la formación o por la fracturación hidráulica de las rocas del yacimiento debido a presiones excesivas¹⁷, como se puede ver en la Figura 22, y pueden generar precipitación de sólidos inorgánicos o incrustaciones (*scales*), formación de emulsiones o hinchamiento de arcillas, que resultan en taponamiento de los espacios porosos de las rocas y en una consecuente reducción de la permeabilidad.

Las zonas con arenas no consolidadas suelen tener permeabilidades lo suficientemente altas como para que ocurra la invasión de fluidos de perforación y cementación dentro de la formación. A su vez, en formaciones depletadas, es decir, con presiones menores a las normales, los pesos del lodo o cemento pueden provocar un diferencial de presión positivo hacia la formación forzando los fluidos hacia ella y causando pérdidas de circulación¹⁸.

¹⁷ API. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. 2014. Cap. 14, p.1.

¹⁸ *Ibíd.*, Cap 14, p.2.

Figura 22. Zonas de pérdida de circulación de fluido.



Fuente: API. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2014. Modificado.

Para identificar los pozos afectados por la invasión de fluidos a la formación se tuvo en cuenta la información disponible en bases de datos manejadas por Occidental Andina de Colombia y variables como el volumen de pérdidas de fluido, el tipo de fluido usado y los días que duró la perforación.

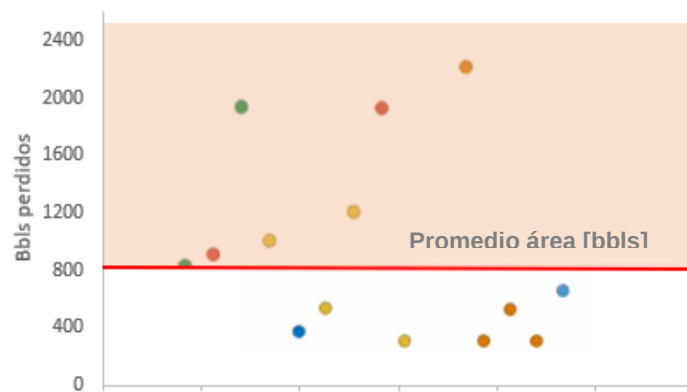
3.1.1. Volumen pérdidas de fluido. Mediante la recopilación de información de fuentes como los reportes de perforación y cementación de los pozos así como la base de datos “BOREMASTER”, se halló que el 20% de los pozos con bajas productividades iniciales presentaron pérdidas de lodo de perforación con volúmenes entre los 35 – 2500 bbls. Solo un pozo tuvo pérdidas de lechada durante las operaciones de cementación. Se consideraron como críticos los pozos con volúmenes de pérdidas mayores al promedio para cada área.

Tabla 6. Pérdidas de circulación promedio por área del campo.

Área del campo	Promedio pérdidas [bbls]
CN	460
CE	325
CS	507
IN	240
IC	518
IS	802

Fuente: Occidental Andina de Colombia.

Figura 23. Esquema pozos críticos por pérdidas de circulación.



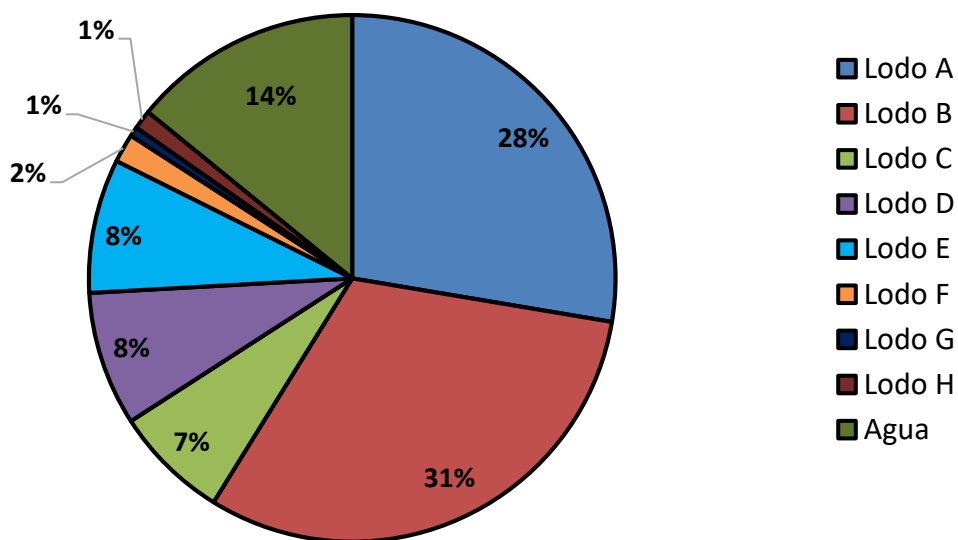
3.1.2. Tipo de fluido utilizado. Durante la perforación de los pozos con baja productividad inicial se utilizaron 8 tipos de lodos de diferentes compañías y según el año de la campaña de perforación. En el caso de los pozos perforados hace más de 50 años se usó agua como fluido de perforación. Los lodos A y B fueron usados con mayor frecuencia durante la perforación del conjunto de pozos analizados, como se puede ver en la Figura 24. Además, en pruebas realizadas anteriormente a los fluidos de perforación y los fluidos de yacimiento de pozos inyectores en La

Cira Infantas, se evidenciaron la formación de emulsiones debido a incompatibilidades al usar el lodo A.

Es necesario realizar estudios en laboratorios de compatibilidad de fluidos de los pozos productores identificados con baja productividad inicial y los lodos utilizados durante su perforación, especialmente los lodos A y B. Además se deben considerar críticos aquellos pozos perforados con agua ya que no se tiene conocimiento de que se usaran aditivos de control.

Durante la cementación se ha utilizado lechada Tipo G para la gran mayoría de pozos productores del campo La Cira Infantas.

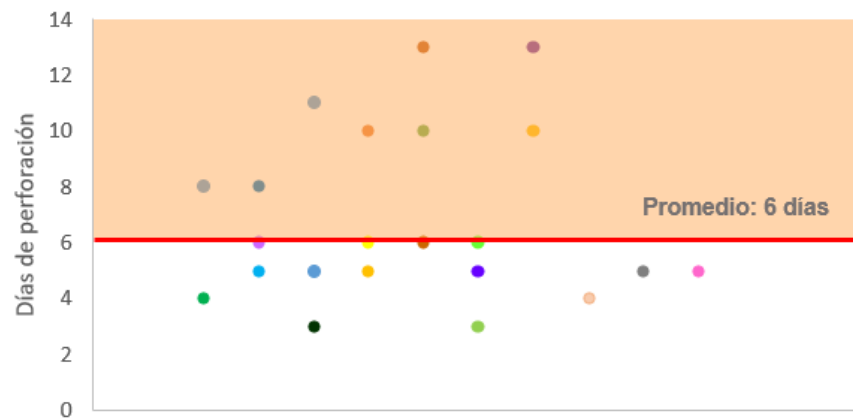
Figura 24. Distribución fluidos utilizados durante la perforación.



3.1.3. Tiempo de perforación. Los días de duración de la perforación de las diferentes secciones del pozo fue el último factor a tener en cuenta en ésta primera etapa. Cuando la duración de la perforación está por encima del tiempo estimado, debido a causas como operaciones de well control, fallas en equipos o pegas de tuberías, aumenta el contacto de los fluidos de perforación con la cara del pozo ocasionando mayores pérdidas de fluidos en arenas no consolidadas o reacciones químicas con las rocas cercanas al pozo, lo cual desencadena en taponamientos y depositación de compuestos.

El promedio de duración de las operaciones de perforación y cementación del campo es de 6 días, por lo tanto se consideran como críticos aquellos pozos con tiempos por encima de éste.

Figura 25. Esquema pozos críticos por tiempo de perforación.



Así, los pozos críticos por altas pérdidas de circulación y altos días de perforación fueron diagnosticados como pozos afectados por la incompatibilidad de fluidos, invasión de fluidos y sólidos de perforación y migración de finos, especialmente si fueron perforados con lodo tipo A o con agua.

3.2. COMPLETAMIENTO

El completamiento es el conjunto de procedimientos necesarios para que el pozo produzca de manera controlada y segura. Entre ellos se encuentra el cañoneo y la selección e instalación de tuberías de revestimiento, producción, empaques, mandriles, válvulas y demás herramientas de subsuelo.

Existe un gran número de configuraciones posibles de completamiento, las cuales dependen de los fluidos a producir, la geología del yacimiento y las zonas productoras. Sin embargo, pueden clasificarse en tres grandes categorías:

- a) Completamiento sin control de arena, es decir, todo completamiento en un pozo vertical que no requiera empaquetamiento con grava.
- b) Completamiento con control de arena en pozo vertical y con empaque de grava.
- c) Completamiento en pozos horizontales, es decir, pozos con ángulos de desviación mayores a los 85°¹⁹.

En el Anexo A se muestran los diferentes tipos de completamientos que pertenecen a cada una de las categorías mencionadas según Dyson (1999).

En el caso de La Cira Infantas, la mayoría de sus pozos son verticales con completamientos con único y múltiples empaques que separan las zonas productoras cañoneadas. También se encuentran aún activos pozos antiguos (con más de 50 años de operación) completados con liner ranurado y empaquetadura de grava, no obstante, dichos pozos no han sido tenidos en cuenta en este estudio debido a que no se pueden realizar operaciones de remediación como estimulación química o mecánica.

¹⁹ DYSON, William, *et al.* Best completion practices. SPE, 1999.

Durante el cañoneo el fluido de completamiento puede entrar en contacto con la formación a través de las perforaciones resultando en un daño por la invasión de filtrado y sólidos en la formación y los perforados. Esto causa una reducción en la permeabilidad de la arena alrededor de los perforados y/o en un taponamiento parcial o completo de los mismos²⁰.

A su vez, el cañoneo también puede verse afectado por otros factores como taponamiento del área de los perforados por residuos del revestimiento o menor penetración de las cargas debido a la descentralización de la herramienta en pozos con altas desviaciones. Las variables que afectan la productividad de un pozo durante el cañoneo son: la geometría del disparo (penetración, diámetro de la perforación, densidad de cargas, fase angular de las perforaciones, desviación del pozo), la presión diferencial durante el disparo y el daño generado por los fluidos de completamiento.

3.2.1. Penetración de las cargas. Es uno de los parámetros más importantes, ya que entre mayor sea la penetración mayor contacto hay entre el pozo y la formación. Además, si existe daño debido a la perforación una alta penetración permite superar tal zona de daño. Las penetraciones de las cargas usadas en La Cira Infantas se muestran en la Tabla 7.

La penetración promedio de las cargas empleadas en pozos con altas productividades en el campo es de 45 in, por lo tanto aquellos pozos cañoneados con cargas de menor penetración serán considerados como críticos (Figura 26), especialmente si tienen altas desviaciones o inclinaciones máximas del pozo, variable que se tratará más adelante.

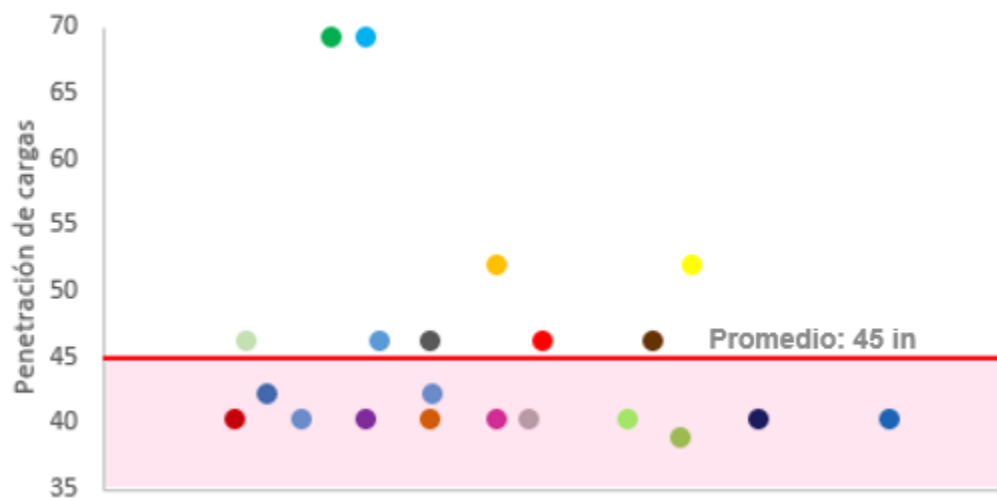
²⁰ HAN, Liquin., PEDEB, Jim. M., & FORD, John. Effects of Various Parameters on Perforation Plugging and Perforation Cleanup. SPE, 1996.

Tabla 7. Penetración de cargas usadas en La Cira Infantas.

Carga	Penetración [in]	Diámetro perforado [in]
C1	38,9	0,45
C2	40,4	0,48
C3	42,3	0,42
C4	43,15	0,4
C5	46,28	0,37
C6	52	0,36
C7	69	0,4

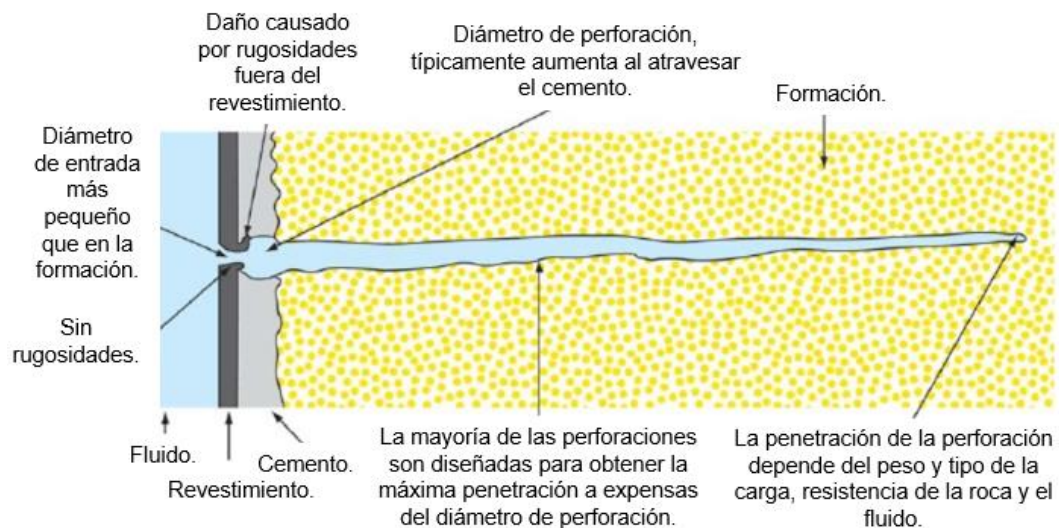
Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

Figura 26. Esquema pozos críticos por penetración de cargas.



3.2.2. Diámetro de perforación de las cargas. Representa el diámetro de la perforación una vez detonada la carga. Como se evidenció en la Tabla 7, a mayor penetración menor diámetro.

Figura 27. Penetración y diámetro de perforación de cargas de cañoneo.



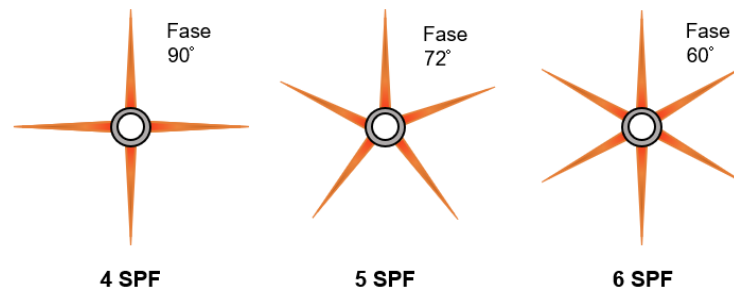
Fuente: BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design. Aberdeen: Elsevier, 2000. Modificado.

3.2.3. Densidad de cargas. Hace referencia al número de tiros por pie (*shots per foot* – SPF) según la configuración de las cargas en el cañón (ver Figura 28). Generalmente, a menor densidad de cargas mayor penetración. En la Cira Infantas se utilizan cañones con 4, 5 y 6 SPF, donde los dos primeros tienen cargas con penetraciones mayores a 45 in.

3.2.4. Fase angular de las perforaciones. Es la distribución radial de las cargas alrededor del cañón y depende principalmente del tamaño de este. Los cañones con fases 60°, 72°, 90° y 120° son grandes y proporcionan flujos más eficientes cerca del pozo²¹.

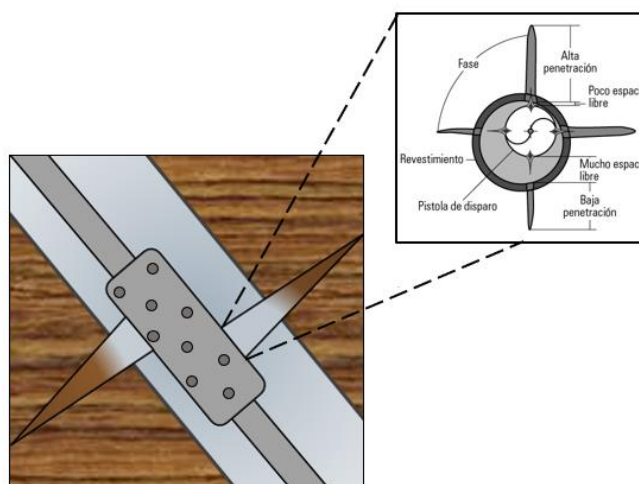
²¹ SCHLUMBERGER S.A. Oilfield Glossary.

Figura 28. Densidad de cargas y fase angular.



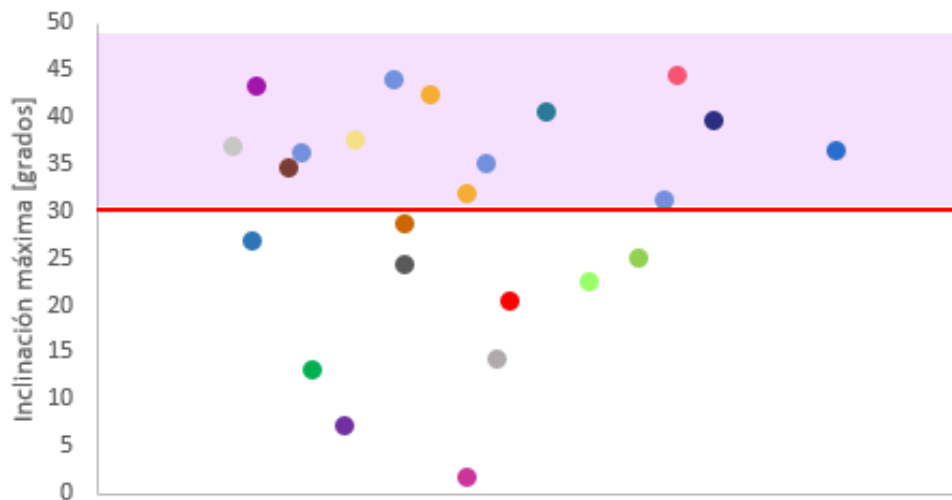
3.2.5. Desviación del pozo. El ángulo de inclinación del pozo afecta la eficiencia del cañoneo ya que si la desviación del pozo es alta el cañón, que en La Cira Infantas es bajado con guaya o *wireline*, puede recostarse en la tubería causando que la penetración sea menor a la esperada. Para el presente análisis se determinó que los pozos con inclinación máximas mayores a 30° serían considerados como críticos por desviación o inclinación.

Figura 29. Efecto de la desviación de pozo en el cañoneo.



Fuente: Schlumberger Oilfield Glossary, 2016. Modificado.

Figura 30. Esquema pozos críticos por desviación.



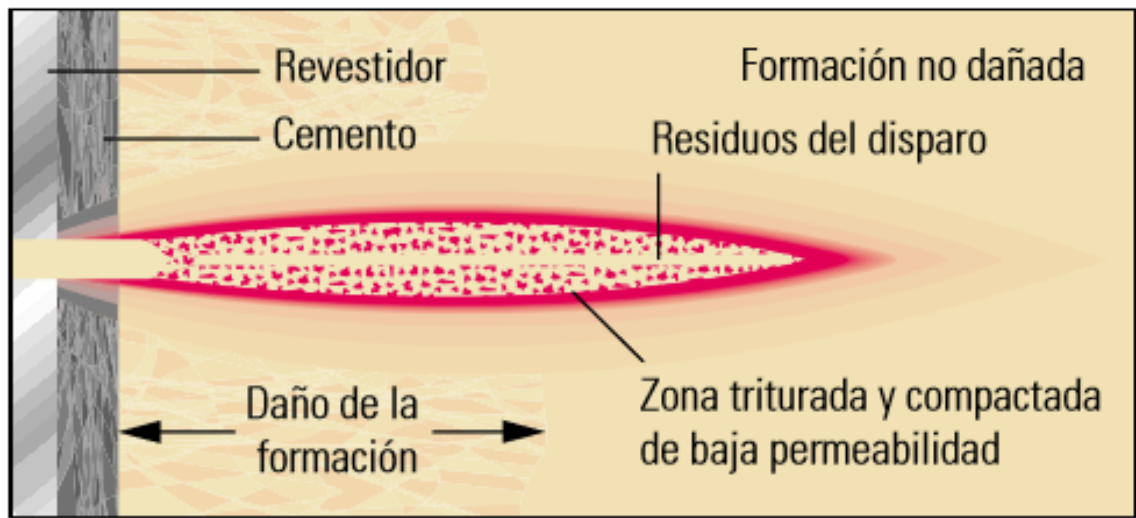
3.2.6. Presión diferencial durante el disparo. Existen dos maneras de realizar el disparo de las cargas según la diferencia de presión entre el pozo y el yacimiento:

- Disparo sobre-balanceado (*overbalance*), donde la presión hidrostática en el pozo es mayor que la presión de la formación causando que el fluido de completamiento y residuos del disparo taponen el túnel del perforado (ver Figura 31). El flujo de producción hacia el pozo puede remover algunos residuos pero la zona triturada y de baja permeabilidad se mantiene²².
- Disparo bajo-balanceado (*underbalance*), en el cual la presión hidrostática en el pozo es menor que la presión de la formación, permitiendo barrer los residuos de las cargas y la zona triturada. Sin embargo, si se aplican presiones diferenciales excesivas puede ocurrir arenamiento o aportes de finos de formación que taponan los perforados (ver Figura 32) ²³.

²² SCHLUMBERGER. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. 2000. p.61.

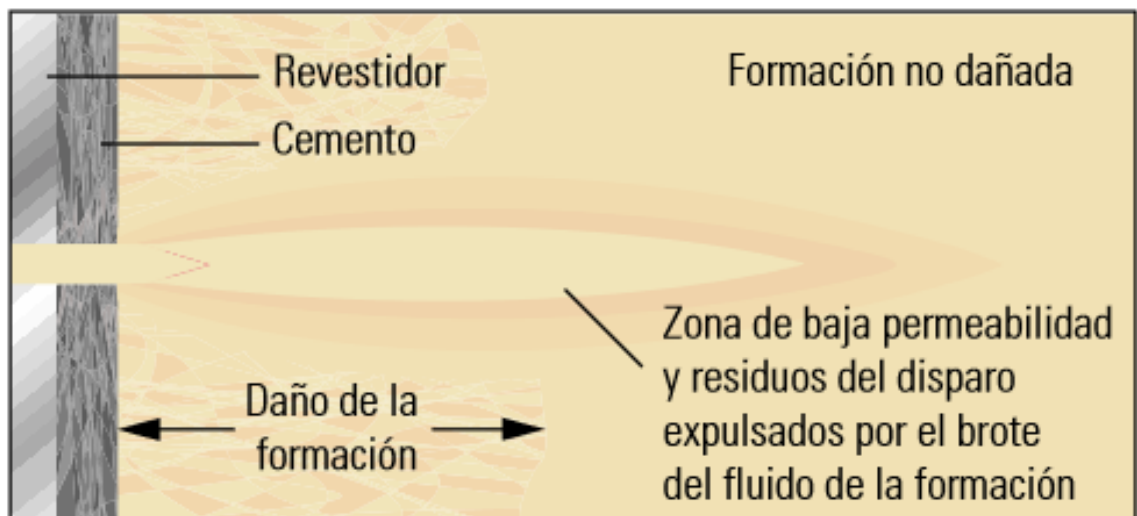
²³ DÍAZ, Johan & SÁNCHEZ, Christian. Análisis técnico-económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. Guayaquil: 2007. p. 31.

Figura 31. Efecto del sobrebalance en el cañoneo.



Fuente: SCHLUMBERGER. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. 2000. p.61.

Figura 32. Efecto del bajobalance en el cañoneo.



Fuente: SCHLUMBERGER. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. 2000. p.61.

De los pozos identificados con bajas productividades iniciales, al 15% se le realizaron operaciones de cañoneo con sobrebalance, por lo tanto, existe la posibilidad de que algunas perforaciones hayan sido taponadas parcial o completamente.

3.2.7. Fluido de completamiento. El último factor analizado fue el fluido de completamiento, el cual puede invadir la formación durante el disparo de las cargas en el cañoneo. En la Cira Infantas el fluido de completamiento utilizado es la salmuera KCl (Cloruro de potasio) la cual está libre de sólidos y no contiene ninguna partícula que pueda taponar o dañar una formación productiva. Además, puede inhibir reacciones indeseables en la formación, tales como el hinchamiento de las arcillas.

Todos los pozos con bajas productividades iniciales fueron completados usando salmuera KCl, por lo tanto se descartan taponamientos por incompatibilidades entre los fluidos y/o la roca.

3.3. MONITOREOS FISICOQUÍMICOS

Las anteriores variables o factores permitieron diagnosticar las posibles causas de baja productividad durante las etapas iniciales de la vida del pozo, es decir su perforación y completamiento. Sin embargo, a la hora de proponer un método de remediación que sea efectivo es necesario conocer el estado actual del pozo. Para ello se tuvieron en cuenta los monitoreos fisicoquímicos realizados en los últimos 3 años a más de 800 pozos productores del campo con el objetivo de conocer la tendencia incrustante o la tendencia a precipitar compuestos inorgánicos.

Durante los monitoreos se tomaron muestras del agua de formación de los pozos y en laboratorio se realizaron pruebas de composición y solubilidad del agua para obtener la alcalinidad (capacidad del agua para neutralizar ácidos) y la concentración de iones como: calcio, sodio, magnesio, cloro, hierro, sulfato, bario y estroncio.

Mediante un software especializado se realizaron cálculos a partir de las concentraciones de iones, la temperatura del yacimiento y la presión en cabeza del pozo para obtener un índice de saturación, es decir, un indicador del grado de saturación del agua con respecto a componentes como el carbonato de calcio (CaCO_3), carbonato de magnesio (MgCaCO_3), sulfato de bario (BaSO_4), sulfuro de hierro (FeS_2) o carbonato de hierro (FeCO_3).

De tal manera se identificaron tres tipos de incrustación comunes: calcita, dolomita y barita.

3.3.1. Calcita. Es la forma más estable del carbonato de calcio y es una de las incrustaciones más comunes en los pozos petroleros. Su precipitación es provocada por la alteración química del carbonato de calcio debido a incompatibilidades entre los fluidos o la presencia de contaminantes como el dióxido de carbono (CO_2).

Se disuelve fácilmente con el ácido clorhídrico (HCl), por lo tanto puede ser removido a través de estimulación química²⁴.

3.3.2. Dolomita. Compuesto por carbonato de magnesio, es cuatro veces más soluble que el carbonato de calcio y las causas de su depositación son similares a

²⁴ HERNÁNDEZ, Javier Morales. Estudio de la formación y estabilidad de incrustaciones de carbonato de calcio en campos naturalmente fracturados desde condiciones de yacimiento hasta la superficie. Tesis UNAM, 2017.

las de la calcita. Suele precipitarse por la interacción e incompatibilidad de fluidos con elevadas concentraciones de magnesio en su solución.

3.3.3. Barita. Se precipita cuando se combinan los iones de bario y de sulfato. Suele precipitarse por la mezcla e incompatibilidad de fluidos utilizados durante la perforación, cementación y completamiento con el agua de formación, por la mezcla de dos o más aguas debido a roturas en las tuberías de revestimiento o por malos trabajos de cementación, por la mezcla de aguas debido a diferentes procesos de inyección o por el cambio en las propiedades del agua inyectada²⁵. Este tipo de incrustación es de difícil remoción mediante estimulación química y prácticamente imposible con estimulación mecánica.

3.3.4. Tendencia incrustante. La depositación de alguno de los anteriores compuestos se evaluó mediante los índices de saturación críticos (ISC), por encima de los cuales existe una alta probabilidad de que precipiten incrustaciones de calcita, dolomita y/o barita.

Los índices de saturación críticos se obtuvieron a partir del promedio de índices de saturación de pozos donde se hallaron evidencias físicas de las incrustaciones mencionadas en las tuberías de producción o en los sistemas de levantamiento artificial causando la falla de los equipos (ver Figura 33).

La siguiente tabla contiene los índices de saturación críticos o límites de índices de saturación y la condición que deben cumplir los índices de saturación calculados para considerar que el pozo tiene una tendencia incrustante.

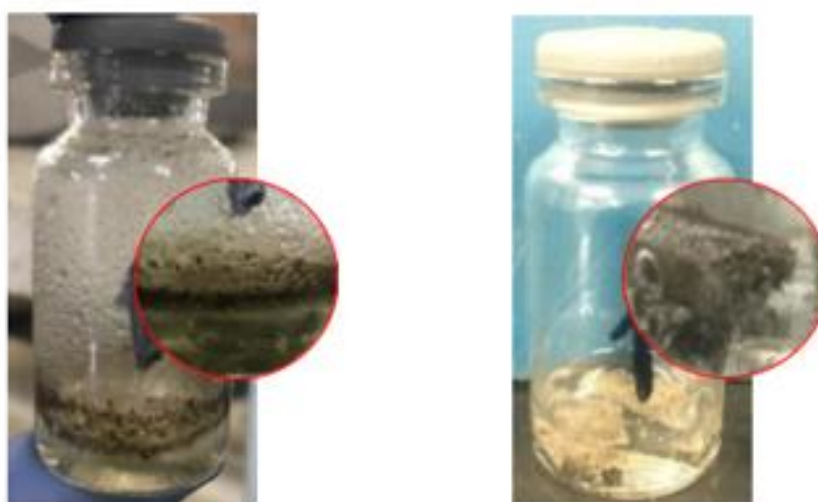
²⁵ CASTRO, Henry & GAMEZ, Christian. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo. Tesis UIS, 2009.

Tabla 8. Índices de saturación críticos.

Tipo de Incrustación		Índice de saturación crítico (ISC)	Condición de Criticidad
Nombre	Composición		
Barita	BaSO ₄	1,30	si IS >= 1,30 es crítico
Calcita	CaCO ₃	1,70	si IS >= 1,70 es crítico
Dolomita	MgCaCO ₃	3,79	si IS >= 3,79 es crítico

Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

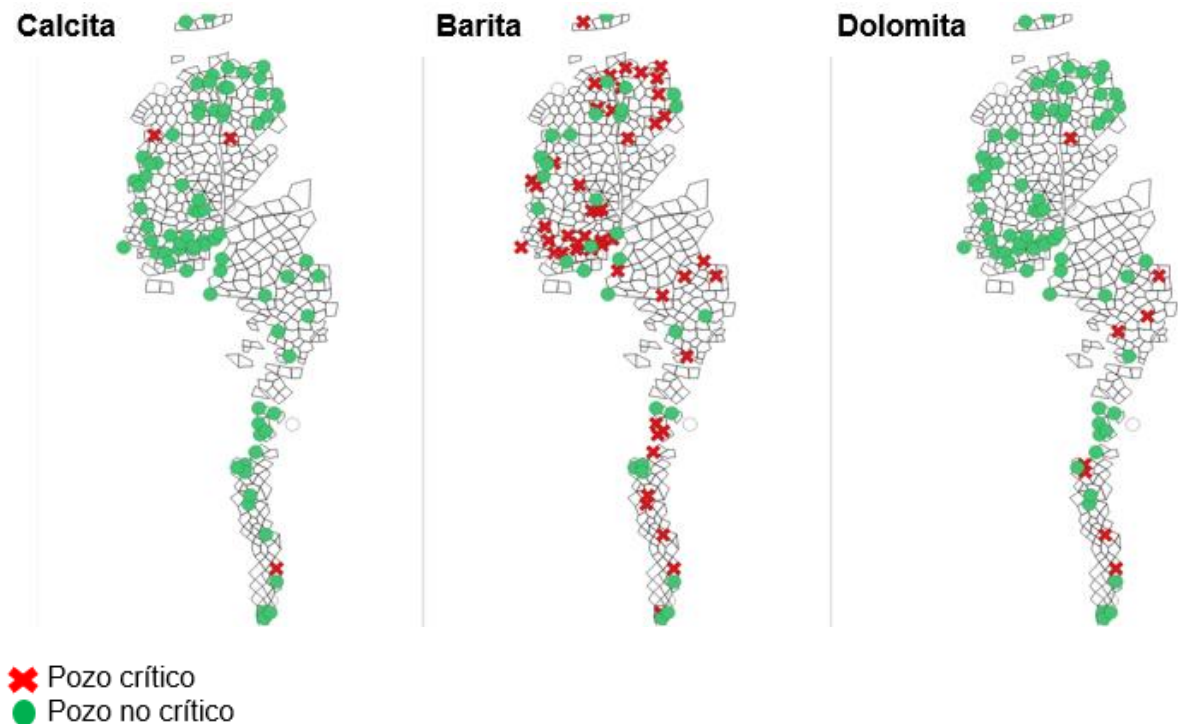
Figura 33. Evidencia física de calcita en LC-02.



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

A partir de los resultados de los monitoreos y pruebas fisicoquímicas se identificó que el 62% de los pozos con baja productividad inicial son críticos por tendencia incrustante hacia mínimo uno (1) de los componentes, siendo la barita el más común y principal agente a remover, como se puede observar en la siguiente figura:

Figura 34. Pozos críticos por tendencia incrustante.

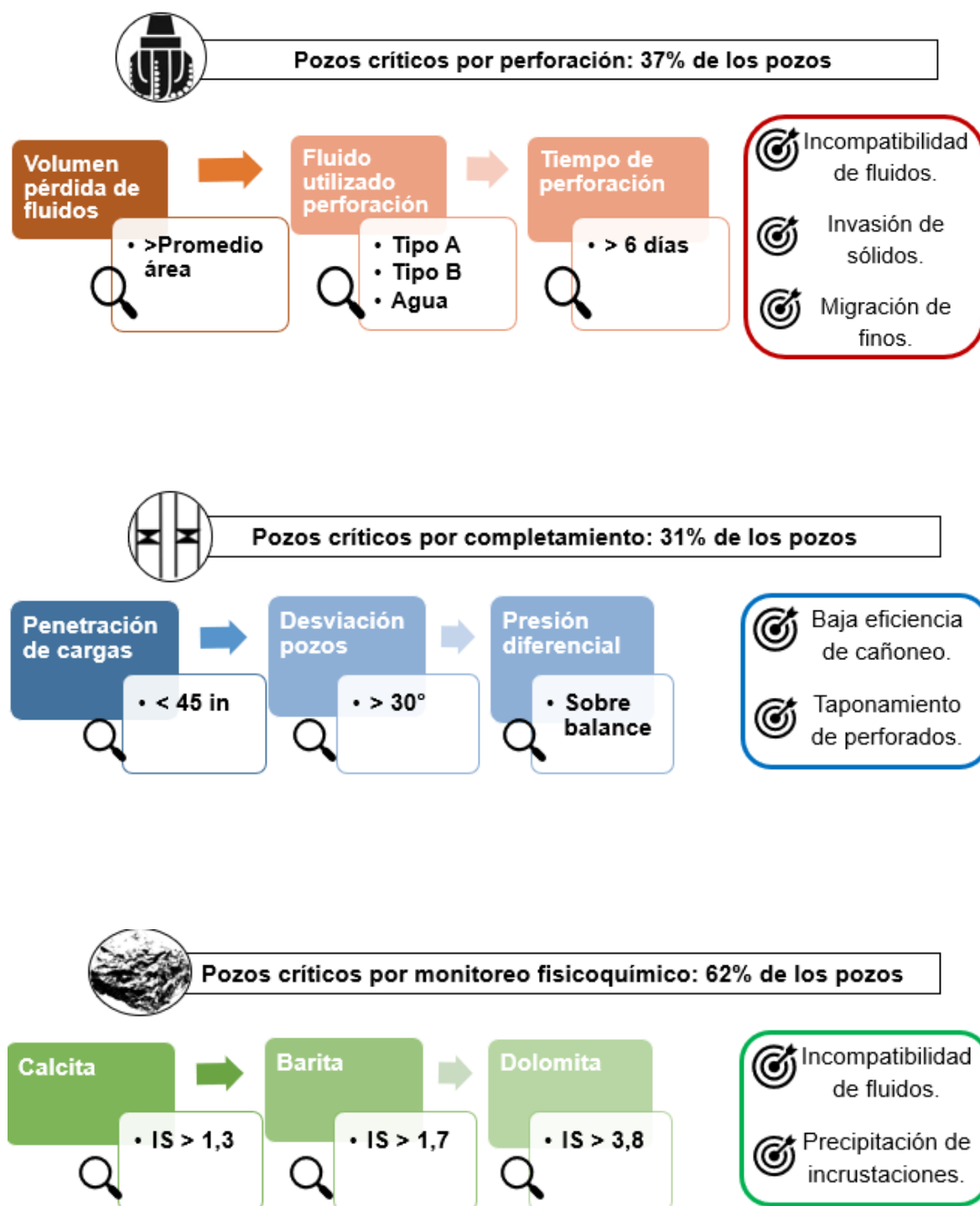


Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

Como resumen, en la Figura 35 se enlistan los factores analizados y sus condiciones de criticidad en las etapas de perforación y completamiento, así como en los monitoreos fisicoquímicos, y los mecanismos de daño encontrados a partir de tal diagnóstico.

Para las operaciones de cementación no se encontró ninguna criticidad ya que todos los pozos han sido cementados con el mismo tipo de lechada (Tipo G) que contienen similares aditivos de control, además se produjeron pérdidas de circulación de 50 bbls de lechada (junto con 220 bbls de lodo) en solo uno (1) de los 170 pozos identificados con baja productividad inicial.

Figura 35. Resultados diagnóstico de pozos con baja productividad inicial.



4. REMEDIACIÓN DE POZOS CON BAJA PRODUCTIVIDAD INICIAL

La tercera y última fase consiste en proponer métodos de remediación para el conjunto de pozos identificados con el fin de aumentar su productividad. Con base en el diagnóstico realizado en el capítulo anterior, existen dos principales causas de la baja productividad:

1. Taponamientos en la formación y en la zona cercana del pozo: debido a incompatibilidades entre los fluidos externos y los fluidos in-situ por la invasión de fluidos y sólidos, la migración de finos y la precipitación de incrustaciones.
2. Baja eficiencia de cañoneo: debido a penetraciones poco eficaces de las cargas y el efecto de la presión diferencial.

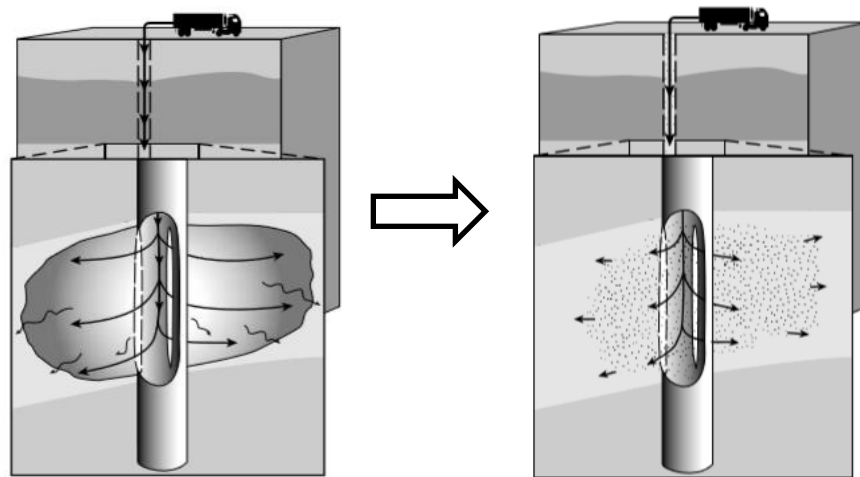
El primer caso puede solucionarse mediante estimulación, ya sea por fracturamiento o estimulación química (acidificación). Para la baja eficiencia de cañoneo se pueden implementar operaciones de recañoneo de las zonas perforadas con cargas de mayor penetración.

4.1. FRACTURAMIENTO

El fracturamiento hidráulico permite *bypassear* la zona de daño mediante la creación de conductos a partir la inyección de fluido de fractura y propante a presiones mayores que la presión de fractura de la formación. Inicialmente sólo se inyecta fluido a una tasa mayor que las pérdidas de fluido cerca al pozo para que la fractura siga creciendo y propagándose. Aunque la fractura aumenta el área de flujo entre

el yacimiento y el pozo, una vez se deje de inyectar fluido ésta comenzará a cerrarse. Por lo tanto, es necesario añadir agentes propantes (arena o un sustituto granular) en el fluido para que mantengan abierta la fractura durante la producción.

Figura 36. Propagación de la fractura e introducción del propante.



Fuente: ECONOMIDES, Michael & NOLTE, Kenneth. Reservoir Stimulation – Third Edition. Chichester, Inglaterra: Wiley & Sons Ltd, 2000. Cap. 5. p.3.

Las operaciones de fracturamiento hidráulico pueden realizarse por alguna de las siguientes razones²⁶:

- Bypassear la zona de daño cerca del pozo.
- Aumentar la productividad mediante la creación de nuevas áreas de flujo.
- Alterar el flujo de fluidos en la formación.

Debido a la complejidad del proceso y las variables que intervienen en él, el fracturamiento debería realizarse en yacimientos con bajas o moderadas

²⁶ ECONOMIDES, Michael & NOLTE, Kenneth. Reservoir Stimulation – Third Edition. Chichester, Inglaterra: Wiley & Sons Ltd, 2000. Cap. 5. p.3.

permeabilidades donde el índice de productividad no puede ser aumentado al remover el daño alrededor del pozo, o donde el efecto de la acidificación es mínimo. Por ello se recomienda aplicar éste método como última instancia y preferiblemente realizar primero operaciones de estimulación química o acidificación²⁷.

4.2. ACIDIFICACIÓN O ESTIMULACIÓN QUÍMICA

La acidificación puede realizarse principalmente de tres formas:

4.2.1. Fracturamiento con ácido. Consiste en inyectar ácido (generalmente ácido clorhídrico – HCl) dentro de la formación mientras ésta se fractura. No se recomienda aplicarse en yacimientos de areniscas ya que éstas contienen partículas de cuarzo, materiales cementantes, silicatos y arcillas lo cual puede inducir a reacciones secundarias que provoquen un daño mayor a la formación. Su proceso resulta más complejo que el fracturamiento hidráulico con propante ya que es más difícil controlar la profundidad y propagación de la fractura.

4.2.2. Limpieza con ácido. Es una estimulación de corto alcance para remover las incrustaciones, parafinas o bacterias de la tubería de producción, los perforados y la cara del pozo. Este tratamiento normalmente usa sistemas ácidos o solventes colocados en la zona a estimular mediante empaques, *bridge plugs*, válvulas o *coiled tubing* durante un tiempo de remojo. Pruebas en laboratorio con la temperatura y presión en fondo son necesarias para determinar el tiempo de remojo

²⁷ RODRIGUEZ, Mario. Evaluation and optimisation of matrix acidizing in OMV fields. University of Leoben, 2007. p. 18.

adecuado, el cual puede ser de horas o hasta días dependiendo del tipo de daño, la temperatura y el fluido de remoción de daño.

4.2.3. Acidificación matricial. Es el método más utilizado y consiste en la inyección de tratamientos en la formación con presiones por debajo de la presión de fractura y a través de tubería de producción, perforación (*drillpipe*) o *coiled tubing*. Los tipos de ácidos comúnmente usados son:

- Ácido clorhídrico (HCl): es la base de casi toda acidificación matricial sin importar el tipo de yacimiento. Es un ácido orgánico fuerte.
- Ácido carbónico (H_2CO_3): es un ácido mineral débil, es decir, no se disocia completamente cuando está en solución.
- Ácido hidrofluórico (HF): es ampliamente utilizado para eliminar el daño alrededor del pozo debido la invasión de lodo de perforación en la formación.

4.2.4. Procedimiento de acidificación. La planeación de la secuencia de fluidos así como el tiempo en el que deben inyectarse es crucial. Generalmente las etapas del proceso son:

- 1. Pre-flujo.** La inyección de un fluido antes del tratamiento de acidificación se realiza para condicionar la formación que será estimulada. También busca desplazar la salmuera de formación que contiene calcio, magnesio o potasio, los cuales pueden precipitarse. Para una formación de arenisca se emplea un preflujo de HCl para disolver carbonatos y silicatos. También pueden utilizarse solventes para remover parafinas o asfaltenos.
- 2. Tratamiento principal.** Como se ha mencionado antes, su principal propósito es remover el daño a la formación del pozo. Las tasas de inyección influyen en la colocación del tratamiento dentro de la formación y por

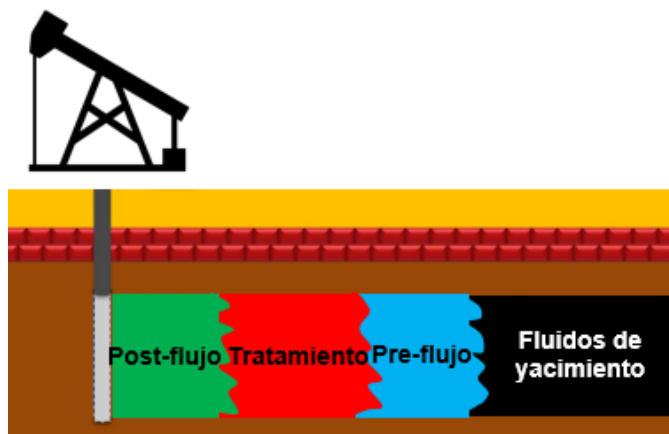
consiguiente en el éxito de la estimulación. Se recomiendan bajas tasas de inyección con presiones por debajo de la de fractura para remover el daño. Una rápida declinación de la presión de la bomba significa que la reacción del ácido y la formación también es rápida.

Los principales químicos presentes en el tratamiento principal son:

- Solventes, para remover depósitos orgánicos.
- Oxidantes, para remover daño por polímeros.
- Removedores de incrustaciones.
- Ácidos, para remover carbonatos e incrustaciones.
- Ácido hidrofluórico, para remover daño causado por aluminosilicatos.

3. Post-flujo. Es utilizado para desplazar el flujo principal de ácido al menos 4 pies lejos de la cara del pozo, así los compuestos precipitados son alejados lo más posible de la zona crítica cerca al pozo. Suelen ser agua o salmueras que ayuden a minimizar el contacto entre la tubería y el sistema ácido, evitando la corrosión.

Figura 37. Etapas del proceso de acidificación.



4.2.5. Aditivos utilizados. Diferentes aditivos o compuestos pueden usarse para cumplir determinadas funciones que aumenten la eficiencia del proceso. En la siguiente tabla se enlistan algunos de ellos.

Tabla 9. Aditivos usados durante la acidificación.

Aditivo	Función
Surfactantes	Rompimiento y prevención de emulsiones.
Inhibidores de corrosión	Inhibición de corrosión en las tuberías debido al contacto con el ácido.
Secuestrantes e inhibidores de incrustaciones	Control y prevención de precipitación de compuestos incrustantes.
Agentes de suspensión	Mantenimiento de las partículas en suspensión para evitar taponamientos.
Agentes reductores de fricción	Reducción de la turbulencia del flujo de fluido por tuberías para disminuir las pérdidas de presión por fricción.
Estabilizadores de arcilla	Prevención del hinchamiento y migración de arcillas.
Retardadores	Retraso de las reacciones del ácido con las arenas para que la penetración sea mayor.

Fuente: RODRIGUEZ, Mario. Evaluation and optimization of matrix acidizing in OMV fields. University of Leoben, 2007. p. 31.

Para el caso de La Cira Infantas, donde se evidenciaron tendencias en los pozos con baja productividad inicial a precipitar incrustaciones de calcita, dolomita y barita, es necesario realizar pruebas en núcleos para evaluar los efectos de la estimulación matricial con diferentes trenes de tratamiento que remuevan las incrustaciones y demás compuestos de una manera eficiente, especialmente para el caso de la barita, ya que es una incrustación de difícil remoción pues tiende a precipitar otros compuestos al contacto con ácidos.

4.3. RECAÑONEO

Las operaciones de recañoneo, en las cuales se vuelve a cañonear zonas anteriormente perforadas, ha sido uno de los métodos más utilizados para aumentar la productividad e inyectividad de pozos cuando se identifican bajas eficiencias de cañoneo y/o invasión de fluidos de perforación, cementación y completamiento a la formación. Se busca cambiar y mejorar dos factores determinantes en la productividad del pozo: penetración de las cargas y la presión diferencial.

4.3.1. Cargas con alta penetración. Al aumentar la penetración de las cargas se espera *bypassear* la zona de daño por invasión o cañoneo y destapar las áreas de flujo bloqueadas por sólidos o arena. Para la Cira Infantas se propone reperforar con las cargas de máxima penetración disponibles según los proveedores: Cargas C7 con 69 in de penetración.

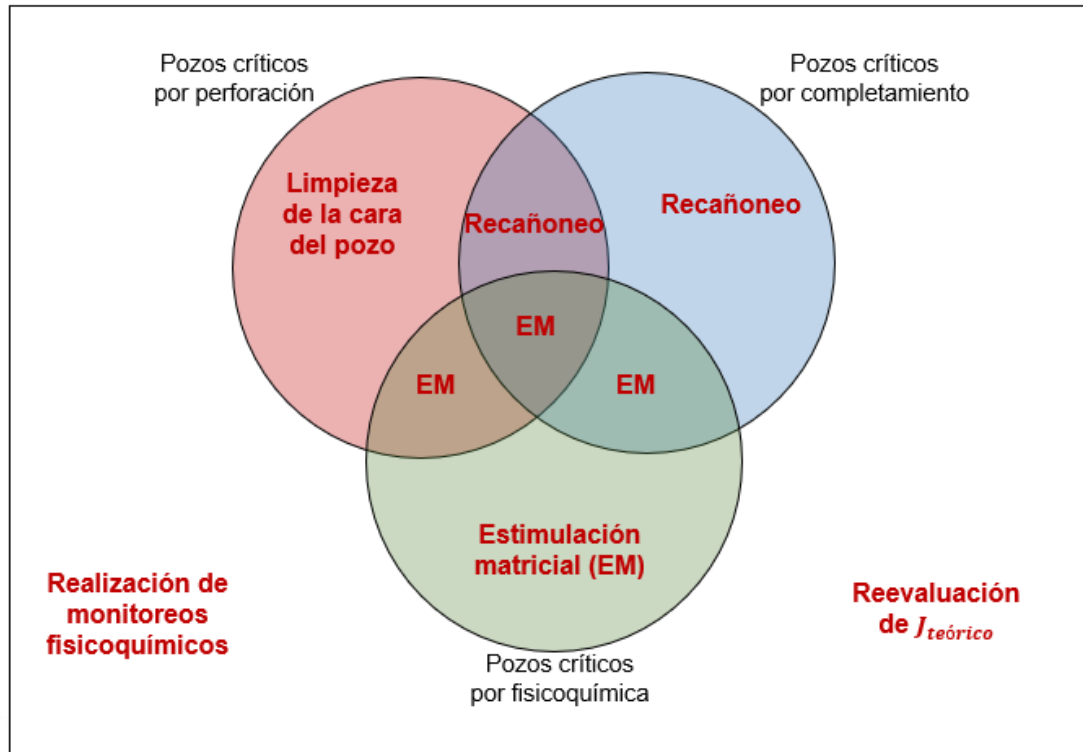
4.3.2. Presión diferencial bajobalance (underbalance). Como se vio en el Capítulo 3, un cañoneo con presión de pozo menor que la del yacimiento permite la remoción de sólidos y la limpieza del área de flujo de los perforados. Sin embargo, la presión debe ser controlada y apropiada ya que de lo contrario puede causar taponamientos o arenamientos²⁸.

Para el campo La Cira Infantas, los métodos de remediación de pozos se propusieron con base en la criticidad diagnosticada en las etapas de perforación – cementación y completamiento y por los resultados de los monitoreos fisicoquímicos. En la Figura 38 se observa el esquema realizado para la selección

²⁸ RODRIGUEZ, Héctor, *et al.* Customized Reperforating With New Technologies for Optimal Field Drainage and Productivity Enhancement: East Venezuela Applications. SPE, 2006.

del método de remediación y en la Figura 39 su distribución porcentual respecto al total de pozos estudiados.

Figura 38. Esquema de selección de método de remediación.

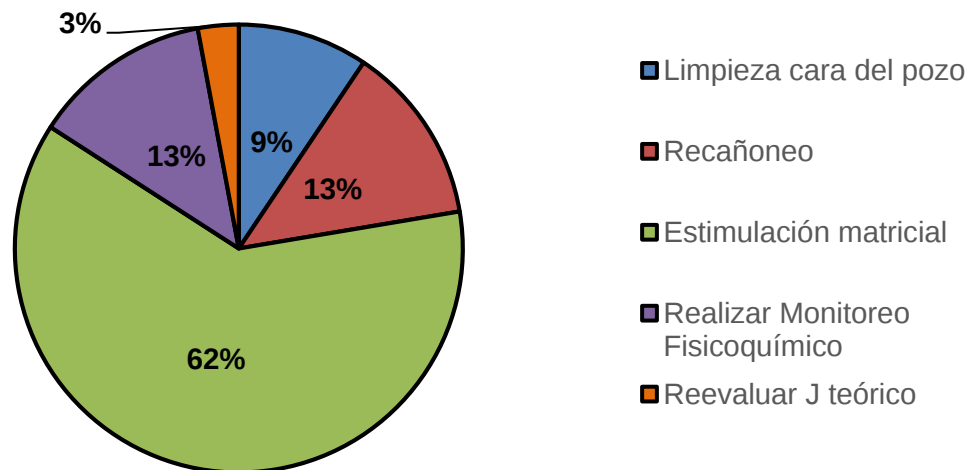


Consideraciones

- Si el pozo solo presenta criticidad por perforación se propone realizar una limpieza con ácido en la cara del pozo para remover sólidos de invasión de perforación.
- Si el pozo tiene criticidad por perforación y completamiento o solo completamiento se propone el recañoneo para *bypassear* la zona de daño y aumentar el área de flujo hacia el pozo.

- Siempre que el pozo sea crítico por fisicoquímica, al evidenciar tendencia incrustante por alguno de los compuestos (calcita, dolomita y barita), se propone la estimulación o acidificación matricial para remover e inhibir la precipitación de las incrustaciones.
- Si el pozo no presenta criticidad alguna se debe verificar si se le ha hecho monitoreo fisicoquímico y si no es el caso realizarlo. Si el monitoreo fisicoquímico no arroja ninguna tendencia incrustante y el pozo no es crítico por perforación ni completamiento se propone reevaluar los cálculos de índice de productividad teórico ya que pudo sobrevalorarse el potencial de producción del pozo.
- Si el pozo no cumple con ninguna de las consideraciones anteriores se propone realizar un estudio de factibilidad de fracturamiento hidráulico.

Figura 39. Distribución de métodos de remediación seleccionados.

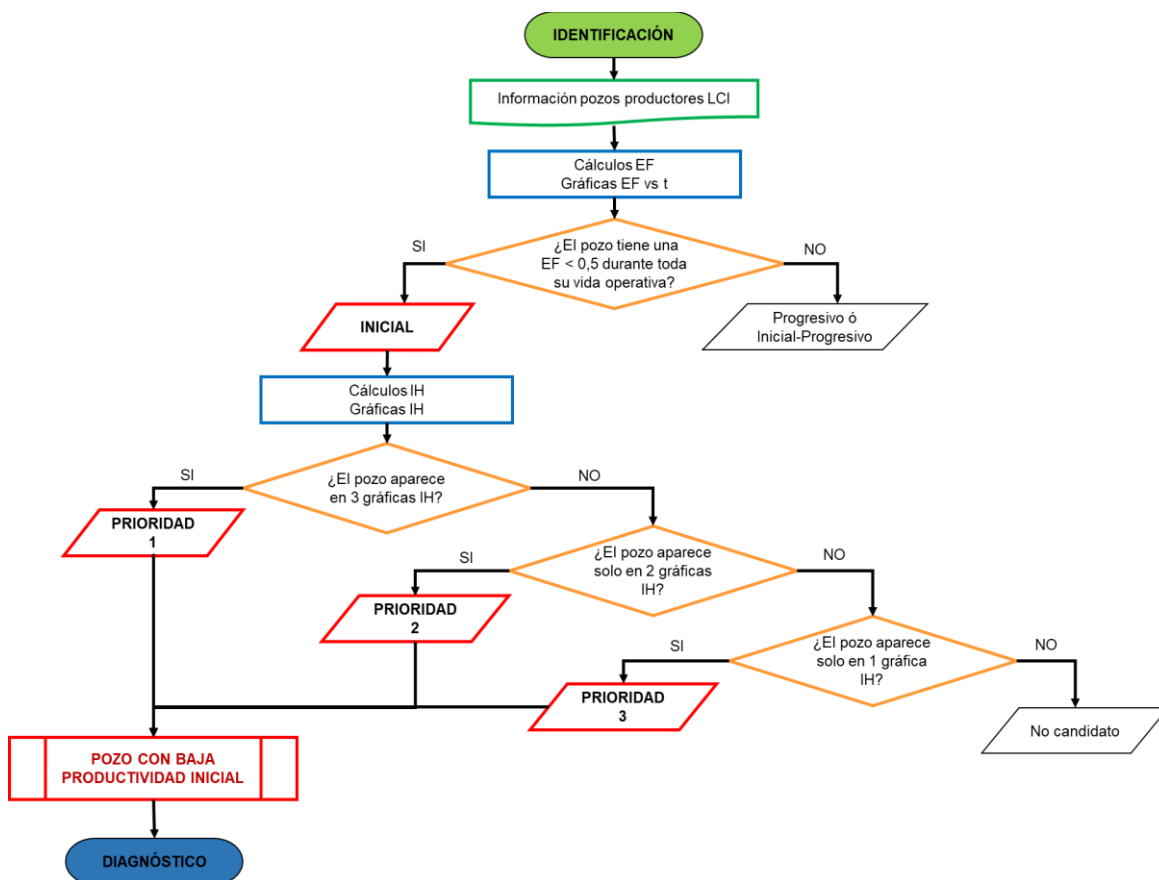


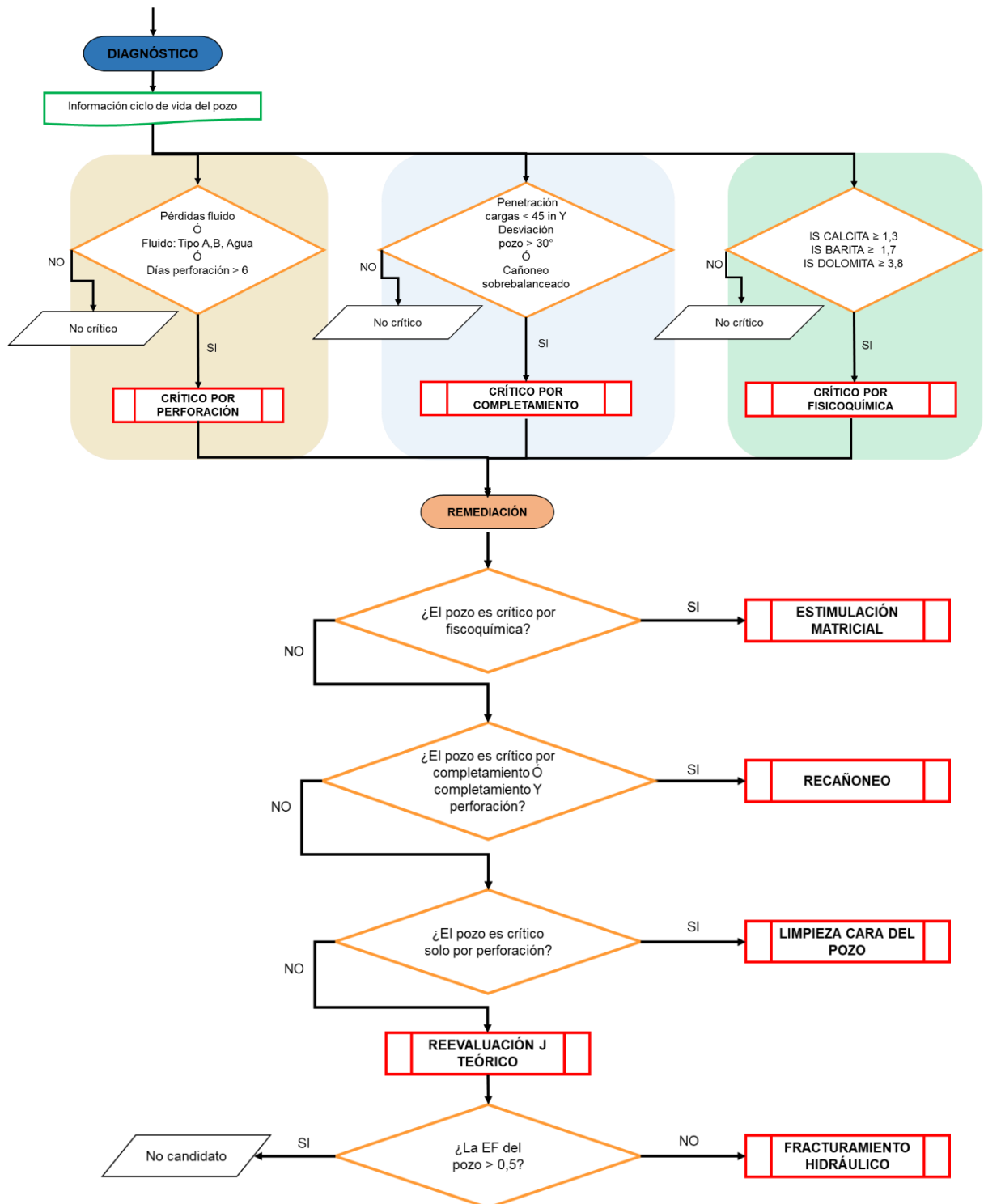
5. DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA

5.1. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA

En la Figura 40 se establece la metodología a partir de los análisis y resultados obtenidos en los capítulos anteriores y mediante la construcción de un diagrama de flujo que defina los pasos a seguir para identificar, diagnosticar y seleccionar el método de remediación de pozos con baja productividad inicial en el campo La Cira Infantas.

Figura 40. Diagrama de flujo de la metodología propuesta.





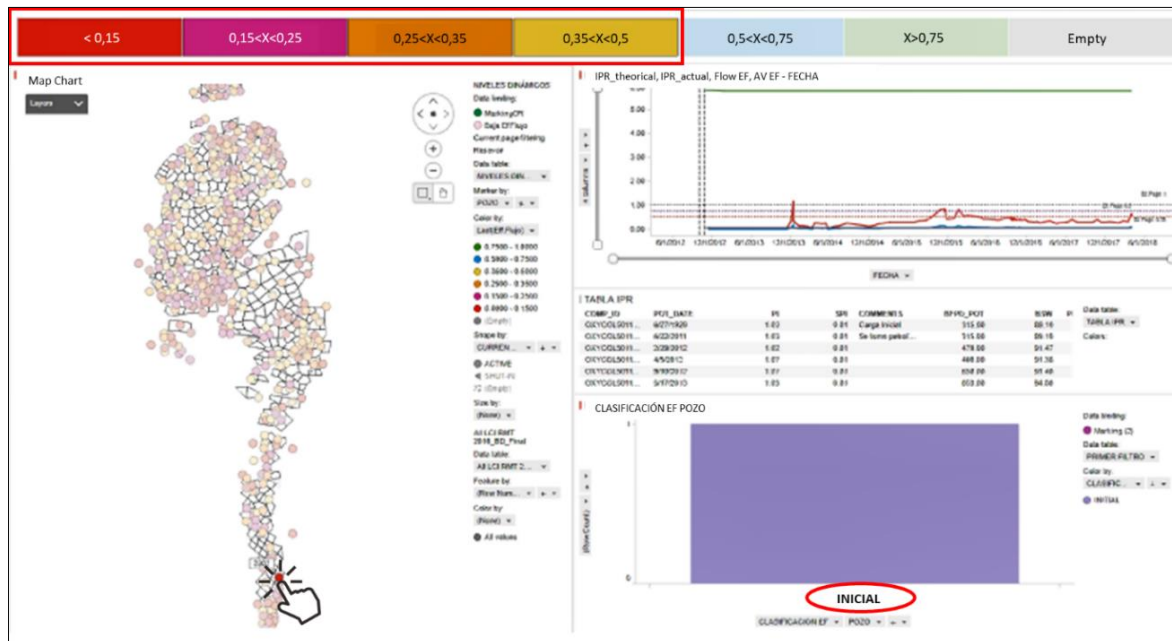
En el Anexo B se presenta la base de datos con los resultados obtenidos gracias a la aplicación de la metodología y su diagrama de flujo: 170 pozos identificados con bajas productividades iniciales, la criticidad que tienen según los factores analizados en cada etapa y el método de remediación propuesto.

5.2. HERRAMIENTA DIDÁCTICA PARA LA METODOLOGÍA

A partir de la información recopilada, analizada y plasmada en el diagrama de flujo, se construyó una herramienta TIBCO Spotfire®, interfaz manejada por Occidental Petroleum, que permite aplicar la metodología de manera rápida, didáctica y automática a todos los pozos productores del campo La Cira Infantas, así como a otras unidades de negocios con condiciones similares. Esta herramienta puede ser utilizada por los ingenieros de control de producción, operaciones y yacimientos de Occidental Andina de Colombia para identificar y clasificar pozos con baja productividad, analizar y diagnosticar las causas de dicho problema y seleccionar candidatos a estimulación, recañoneo o fracturamiento. La herramienta, al igual que el proyecto desarrollado y el diagrama de flujo planteado, consta de tres fases:

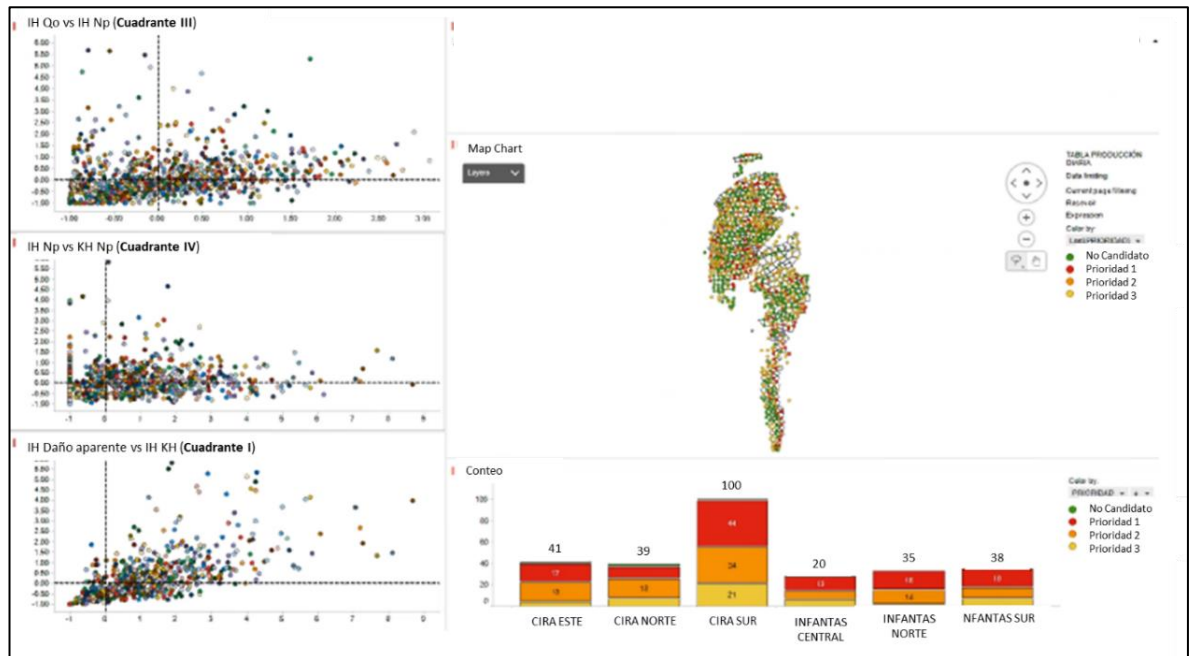
5.2.1. Identificación. Las primeras pestañas permiten visualizar la identificación y clasificación de los pozos productores del campo según sus eficiencias de flujo e índices de heterogeneidad, cargados a la plataforma con anterioridad mediante bases de datos. Como se puede observar en la Figura 41, los pozos con baja productividad según los cálculos y gráficas de eficiencias de flujo son identificados en el mapa del campo como críticos si tienen $EF < 0,5$ y clasificados en Iniciales, Iniciales – Progresivos y Progresivos. En las Figuras 42 y 43 se encuentran los pozos priorizados según los cálculos de índices de heterogeneidad y su clasificación general respectivamente.

Figura 41. Identificación y clasificación de los pozos por EF en Spotfire®.



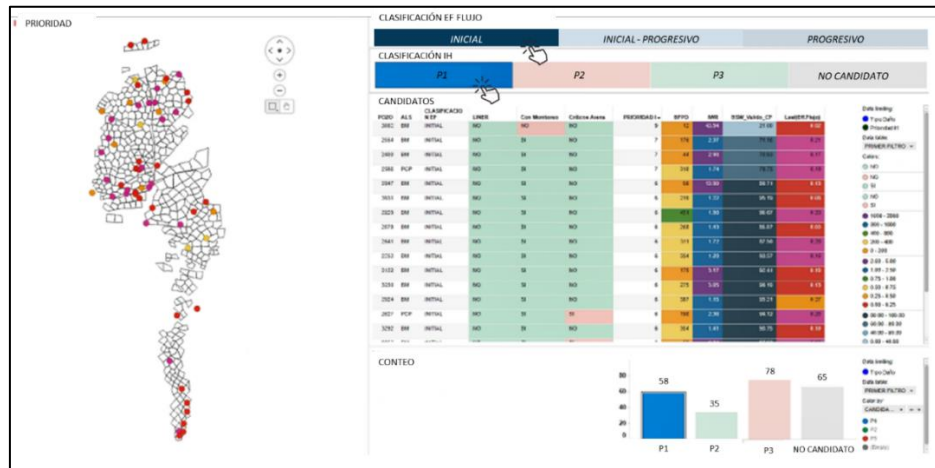
Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

Figura 42. Identificación y clasificación de los pozos por IH en Spotfire®.



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

Figura 43. Clasificación general de los pozos (Match EF – IH) en Spotfire®.



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

5.2.2. Diagnóstico. La segunda fase corresponde al diagnóstico de los pozos mediante el análisis de las variables descritas en el Capítulo 3. Mediante gráficos con líneas horizontales, que especifican la criticidad, se pueden diagnosticar las causas de la baja productividad de los pozos de cada área del campo.

Figura 44. Diagnóstico de los pozos en Spotfire®.



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

5.2.3. Remediación. Por último, se presenta una pestaña final con el método de remediación propuesto con base en las variables estudiadas y la criticidad del pozo a los diferentes mecanismos del daño, tal y como se planteó en el Capítulo 4.

Figura 45. Métodos de remediación propuestos en Spotfire®.

ESTRUCTURA														
POZOS B		CIRA ESTE		CIRA NORTE		CIRA SUR		INFANTAS CENTRAL		INFANTAS NORTE		INFANTAS SUR		EMPTY
														
Color by: MapStructuras														
Legend: 0 5 10 15 20 25 30 35 40 45 50 55 60 65 70 75 80 85 90 95 100 105 110 115 120 125 130 135 140 145 150 155 160 165 170 175 180 185 190 195 200 205 210 215 220 225 230 235 240 245 250 255 260 265 270 275 280 285 290 295 300 305 310 315 320 325 330 335 340 345 350 355 360 365 370 375 380 385 390 395 400 405 410 415 420 425 430 435 440 445 450 455 460 465 470 475 480 485 490 495 500 505 510 515 520 525 530 535 540 545 550 555 560 565 570 575 580 585 590 595 600 605 610 615 620 625 630 635 640 645 650 655 660 665 670 675 680 685 690 695 700 705 710 715 720 725 730 735 740 745 750 755 760 765 770 775 780 785 790 795 800 805 810 815 820 825 830 835 840 845 850 855 860 865 870 875 880 885 890 895 900 905 910 915 920 925 930 935 940 945 950 955 960 965 970 975 980 985 990 995 1000 1005 1010 1015 1020 1025 1030 1035 1040 1045 1050 1055 1060 1065 1070 1075 1080 1085 1090 1095 1100 1105 1110 1115 1120 1125 1130 1135 1140 1145 1150 1155 1160 1165 1170 1175 1180 1185 1190 1195 1200 1205 1210 1215 1220 1225 1230 1235 1240 1245 1250 1255 1260 1265 1270 1275 1280 1285 1290 1295 1300 1305 1310 1315 1320 1325 1330 1335 1340 1345 1350 1355 1360 1365 1370 1375 1380 1385 1390 1395 1400 1405 1410 1415 1420 1425 1430 1435 1440 1445 1450 1455 1460 1465 1470 1475 1480 1485 1490 1495 1500 1505 1510 1515 1520 1525 1530 1535 1540 1545 1550 1555 1560 1565 1570 1575 1580 1585 1590 1595 1600 1605 1610 1615 1620 1625 1630 1635 1640 1645 1650 1655 1660 1665 1670 1675 1680 1685 1690 1695 1700 1705 1710 1715 1720 1725 1730 1735 1740 1745 1750 1755 1760 1765 1770 1775 1780 1785 1790 1795 1800 1805 1810 1815 1820 1825 1830 1835 1840 1845 1850 1855 1860 1865 1870 1875 1880 1885 1890 1895 1900 1905 1910 1915 1920 1925 1930 1935 1940 1945 1950 1955 1960 1965 1970 1975 1980 1985 1990 1995 2000 2005 2010 2015 2020 2025 2030 2035 2040 2045 2050 2055 2060 2065 2070 2075 2080 2085 2090 2095 2100 2105 2110 2115 2120 2125 2130 2135 2140 2145 2150 2155 2160 2165 2170 2175 2180 2185 2190 2195 2200 2205 2210 2215 2220 2225 2230 2235 2240 2245 2250 2255 2260 2265 2270 2275 2280 2285 2290 2295 2300 2305 2310 2315 2320 2325 2330 2335 2340 2345 2350 2355 2360 2365 2370 2375 2380 2385 2390 2395 2400 2405 2410 2415 2420 2425 2430 2435 2440 2445 2450 2455 2460 2465 2470 2475 2480 2485 2490 2495 2500 2505 2510 2515 2520 2525 2530 2535 2540 2545 2550 2555 2560 2565 2570 2575 2580 2585 2590 2595 2600 2605 2610 2615 2620 2625 2630 2635 2640 2645 2650 2655 2660 2665 2670 2675 2680 2685 2690 2695 2700 2705 2710 2715 2720 2725 2730 2735 2740 2745 2750 2755 2760 2765 2770 2775 2780 2785 2790 2795 2800 2805 2810 2815 2820 2825 2830 2835 2840 2845 2850 2855 2860 2865 2870 2875 2880 2885 2890 2895 2900 2905 2910 2915 2920 2925 2930 2935 2940 2945 2950 2955 2960 2965 2970 2975 2980 2985 2990 2995 3000 3005 3010 3015 3020 3025 3030 3035 3040 3045 3050 3055 3060 3065 3070 3075 3080 3085 3090 3095 3100 3105 3110 3115 3120 3125 3130 3135 3140 3145 3150 3155 3160 3165 3170 3175 3180 3185 3190 3195 3200 3205 3210 3215 3220 3225 3230 3235 3240 3245 3250 3255 3260 3265 3270 3275 3280 3285 3290 3295 3300 3305 3310 3315 3320 3325 3330 3335 3340 3345 3350 3355 3360 3365 3370 3375 3380 3385 3390 3395 3400 3405 3410 3415 3420 3425 3430 3435 3440 3445 3450 3455 3460 3465 3470 3475 3480 3485 3490 3495 3500 3505 3510 3515 3520 3525 3530 3535 3540 3545 3550 3555 3560 3565 3570 3575 3580 3585 3590 3595 3600 3605 3610 3615 3620 3625 3630 3635 3640 3645 3650 3655 3660 3665 3670 3675 3680 3685 3690 3695 3700 3705 3710 3715 3720 3725 3730 3735 3740 3745 3750 3755 3760 3765 3770 3775 3780 3785 3790 3795 3800 3805 3810 3815 3820 3825 3830 3835 3840 3845 3850 3855 3860 3865 3870 3875 3880 3885 3890 3895 3900 3905 3910 3915 3920 3925 3930 3935 3940 3945 3950 3955 3960 3965 3970 3975 3980 3985 3990 3995 4000 4005 4010 4015 4020 4025 4030 4035 4040 4045 4050 4055 4060 4065 4070 4075 4080 4085 4090 4095 4100 4105 4110 4115 4120 4125 4130 4135 4140 4145 4150 4155 4160 4165 4170 4175 4180 4185 4190 4195 4200 4205 4210 4215 4220 4225 4230 4235 4240 4245 4250 4255 4260 4265 4270 4275 4280 4285 4290 4295 4300 4305 4310 4315 4320 4325 4330 4335 4340 4345 4350 4355 4360 4365 4370 4375 4380 4385 4390 4395 4400 4405 4410 4415 4420 4425 4430 4435 4440 4445 4450 4455 4460 4465 4470 4475 4480 4485 4490 4495 4500 4505 4510 4515 4520 4525 4530 4535 4540 4545 4550 4555 4560 4565 4570 4575 4580 4585 4590 4595 4600 4605 4610 4615 4620 4625 4630 4635 4640 4645 4650 4655 4660 4665 4670 4675 4680 4685 4690 4695 4700 4705 4710 4715 4720 4725 4730 4735 4740 4745 4750 4755 4760 4765 4770 4775 4780 4785 4790 4795 4800 4805 4810 4815 4820 4825 4830 4835 4840 4845 4850 4855 4860 4865 4870 4875 4880 4885 4890 4895 4900 4905 4910 4915 4920 4925 4930 4935 4940 4945 4950 4955 4960 4965 4970 4975 4980 4985 4990 4995 5000 5005 5010 5015 5020 5025 5030 5035 5040 5045 5050 5055 5060 5065 5070 5075 5080 5085 5090 5095 5100 5105 5110 5115 5120 5125 5130 5135 5140 5145 5150 5155 5160 5165 5170 5175 5180 5185 5190 5195 5200 5205 5210 5215 5220 5225 5230 5235 5240 5245 5250 5255 5260 5265 5270 5275 5280 5285 5290 5295 5300 5305 5310 5315 5320 5325 5330 5335 5340 5345 5350 5355 5360 5365 5370 5375 5380 5385 5390 5395 5400 5405 5410 5415 5420 5425 5430 5435 5440 5445 5450 5455 5460 5465 5470 5475 5480 5485 5490 5495 5500 5505 5510 5515 5520 5525 5530 5535 5540 5545 5550 5555 5560 5565 5570 5575 5580 5585 5590 5595 5600 5605 5610 5615 5620 5625 5630 5635 5640 5645 5650 5655 5660 5665 5670 5675 5680 5685 5690 5695 5700 5705 5710 5715 5720 5725 5730 5735 5740 5745 5750 5755 5760 5765 5770 5775 5780 5785 5790 5795 5800 5805 5810 5815 5820 5825 5830 5835 5840 5845 5850 5855 5860 5865 5870 5875 5880 5885 5890 5895 5900 5905 5910 5915 5920 5925 5930 5935 5940 5945 5950 5955 5960 5965 5970 5975 5980 5985 5990 5995 6000 6005 6010 6015 6020 6025 6030 6035 6040 6045 6050 6055 6060 6065 6070 6075 6080 6085 6090 6095 6100 6105 6110 6115 6120 6125 6130 6135 6140 6145 6150 6155 6160 6165 6170 6175 6180 6185 6190 6195 6200 6205 6210 6215 6220 6225 6230 6235 6240 6245 6250 6255 6260 6265 6270 6275 6280 6285 6290 6295 6300 6305 6310 6315 6320 6325 6330 6335 6340 6345 6350 6355 6360 6365 6370 6375 6380 6385 6390 6395 6400 6405 6410 6415 6420 6425 6430 6435 6440 6445 6450 6455 6460 6465 6470 6475 6480 6485 6490 6495 6500 6505 6510 6515 6520 6525 6530 6535 6540 6545 6550 6555 6560 6565 6570 6575 6580 6585 6590 6595 6600 6605 6610 6615 6620 6625 6630 6635 6640 6645 6650 6655 6660 6665 6670 6675 6680 6685 6690 6695 6700 6705 6710 6715 6720 6725 6730 6735 6740 6745 6750 6755 6760 6765 6770 6775 6780 6785 6790 6795 6800 6805 6810 6815 6820 6825 6830 6835 6840 6845 6850 6855 6860 6865 6870 6875 6880 6885 6890 6895 6900 6905 6910 6915 6920 6925 6930 6935 6940 6945 6950 6955 6960 6965 6970 6975 6980 6985 6990 6995 7000 7005 7010 7015 7020 7025 7030 7035 7040 7045 7050 7055 7060 7065 7070 7075 7080 7085 7090 7095 7100 7105 7110 7115 7120 7125 7130 7135 7140 7145 7150 7155 7160 7165 7170 7175 7180 7185 7190 7195 7200 7205 7210 7215 7220 7225 7230 7235 7240 7245 7250 7255 7260 7265 7270 7275 7280 7285 7290 7295 7300 7305 7310 7315 7320 7325 7330 7335 7340 7345 7350 7355 7360 7365 7370 7375 7380 7385 7390 7395 7400 7405 7410 7415 7420 7425 7430 7435 7440 7445 7450 7455 7460 7465 7470 7475 7480 7485 7490 7495 7500 7505 7510 7515 7520 7525 7530 7535 7540 7545 7550 7555 7560 7565 7570 7575 7580 7585 7590 7595 7600 7605 7610 7615 7620 7625 7630 7635 7640 7645 7650 7655 7660 7665 7670 7675 7680 7685 7690 7695 7700 7705 7710 7715 7720 7725 7730 7735 7740 7745 7750 7755 7760 7765 7770 7775 7780 7785 7790 7795 7800 7805 7810 7815 7820 7825 7830 7835 7840 7845 7850 7855 7860 7865 7870 7875 7880 7885 7890 7895 7900 7905 7910 7915 7920 7925 7930 7935 7940 7945 7950 7955 7960 7965 7970 7975 7980 7985 7990 7995 8000 8005 8010 8015 8020 8025 8030 8035 8040 8045 8050 8055 8060 8065 8070 8075 8080 8085 8090 8095 8100 8105 8110 8115 8120 8125 8130 8135 8140 8145 8150 8155 8160 8165 8170 8175 8180 8185 8190 8195 8200 8205 8210 8215 8220 8225 8230 8235 8240 8245 8250 8255 8260 8265 8270 8275 8280 8285 8290 8295 8300 8305 8310 8315 8320 8325 8330 8335 8340 8345 8350 8355 8360 8365 8370 8375 8380 8385 8390 8395 8400 8405 8410 8415 8420 8425 8430 8435 8440 8445 8450 8455 8460 8465 8470 8475 8480 8485 8490 8495 8500 8505 8510 8515 8520 8525 8530 8535 8540 8545 8550 8555 8560 8565 8570 8575 8580 8585 8590 8595 8600 8605 8610 8615 8620 8625 8630 8635 8640 8645 8650 8655 8660 8665 8670 8675 8680 8685 8690 8695 8700 8705 8710 8715 8720 8725 8730 8735 8740 8745 8750 8755 8760 8765 8770 8775 8780 8785 8790 8795 8800 8805 8810 8815 8820 8825 8830 8835 8840 8845 8850 8855 8860 8865 8870 8875 8880 8885 8890 8895 8900 8905 8910 8915 8920 8925 8930 8935 8940 8945 8950 8955 8960 8965 8970 8975 8980 8985 8990 8995 9000 9005 9010 9015 9020 9025 9030 9035 9040 9045 9050 9055 9060 9065 9070 9075 9080 9085 9090 9095 9100 9105 9110 9115 9120 9125 9130 9135 9140 9145 9150 9155 9160 9165 9170 9175 9180 9185 9190 9195 9200 9205 9210 9215 9220 9225 9230 9235 9240 9245 9250 9255 9260 9265 9270 9275 9280 9285 9290 9295 9300 9305 9310 9315 9320 9325 9330 9335 9340 9345 9350 9355 9360 9365 9370 9375 9380 9385 9390 9395 9400 9405 9410 9415 9420 9425 9430 9435 9440 9445 9450 9455 9460 9465 9470 9475 9480 9485 9490 9495 9500 9505 9510 9515 9520 9525 9530 9535 9540 9545 9550 9555 9560 9565 9570 9575 9580 9585 9590 9595 9600 9605 9610 9615 9620 9625 9630 9635 9640 9645 9650 9655 9660 9665 9670 9675 9680 9685 9690 9695 9700 9705 9710 9715 9720 9725 9730 9735 9740 9745 9750 9755 9760 9765 9770 9775 9780 9785 9790 9795 9800 9805 9810 9815 9820 9825 9830 9835 9840 9845 9850 9855 9860 9865 9870 9875 9880 9885 9890 9895 9900 9905 9910 9915 9920 9925 9930 9935 9940 9945 9950 9955 9960 9965 9970 9975 9980 9985 9990 9995 10000 10005 10010 10015 10020 10025 10030 10035 10040 10045 10050 10055 10060 10065 10070 10075 10080 10085 10090 10095 10100 10105 10110 10115 10120 10125 10130 10135 10140 10145 10150 10155 10160 10165 10170 10175 10180 10185 10190 10195 10200 10205 10210 10215 10220 10225 10230 10235 10240 10245 10250 10255 10260 10265 10270 10275 10280 10285 10290 10295 10300 10305 10310 10315 10320 10325 10330 10335 10340 10345 10350 10355 10360 10365 10370 10375 10380 10385 10390 10395 10400 10405 10410 10415 10420 10425 10430 10435 10440 10445 10450 10455 10460 10465 10470 10475 10480 10485 10490 10495 10500 10505 10510 10515 10520 10525 10530 10535 10540 10545 10550 10555 10560 10565 10570 10575 10580 10585 10590 10595 10600 10605 10610 10615 10620 10625 10630 10635 10640 10645 10650 10655 10660 10665 10670 10675 10680 10685 10690 10695 10700 10705 10710 10715 10720 10725 10730 10735 10740 10745 10750 10755 10760 10765 10770 10775 10780 10785 10790 10795 10800 10805 10810 10815 10820 10825 10830 10835 10840 10845 10850 10855 10860 10865 10870 10875 10880 10885 10890 10895 10900 10905 10910 10915 10920 10925 10930 10935 10940 10945 10950 10955 10960 10965 10970 10975 10980 10985 10990 10995 11000 11005 11010 11015 11020 11025 11030 11035 11040 11045 11050 11055 11060 11065 11070 11075 11080 11085 11090 11095 11100 11105 11110 11115 11120 11125 11130 11135 11140 11145 11150 11155 11160 11165 11170 11175 11180 11185 11190 11195 11200 11205 11210 11215 11220 11225 11230 11235 11240 11245 11250 11255 11260 11265 11270 11275 11280 11285 11290 11295 11300 11305 11310 11315 11320 11325 11330 11335 11340 11345 11350 11355 11360 11365 11370 11375 11380 11385 11390 11395 11400 11405 11410 11415 11420 11425 11430 11435 11440 11445 11450 11455 11460 11465 11470 11475 11480 11485 11490 11495 11500 11505 11510 11515 11520 11525 11530 11535 11540 11545 11550 11555 11560 11565 11570 11575 11580 11585 11590 11595 11600 11605 11610 11615 11620 11625 11630 11635 11640 11645 11650 11655 11660 11665 11670 11675 11680 11685 11690 11695 11700 11705 11710 11715 11720 11725 11730 11735 11740 11745 11750 11755 11760 11765 11770 11775 11780 11785 11790 11795 11800 11805 11810 11815 11820 11825 11830 11835 11840 11845 11850 11855 11860 11865 11870 11875 11880 11885 11890 11895 11900 11905 11910 11915 11920 11925 11930 11935 11940 11945 11950 11955														

Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

5.3. IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A UN POZO CON BAJA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

A continuación se desarrolla un ejemplo con datos reales de un pozo productor del campo La Cira Infantas, el cual por confidencialidad será llamado: *LCI-076*, para demostrar el funcionamiento de la metodología.

El primer paso es recopilar la información necesaria para el cálculo de la eficiencia de flujo del pozo: productividad teórica ($J_{teórico}$), calculada por los ingenieros de yacimientos; propiedades petrofísicas y de los fluidos; reportes de producción; y

niveles dinámicos y estáticos obtenidos de la base de datos DYNASON. En la siguiente tabla se presentan los resultados necesarios para la realización de la gráfica de EF vs t construida en la herramienta Spotfire®.

Tabla 10. Cálculos de eficiencia de flujo pozo *LCI-076*.

POZO	FECHA	J TEÓRICO	NIVEL	TIPO DE NIVEL	J REAL	EF
LC-076	11/04/2013	0.786	3241.65	DINÁMICO	0.1447812	0.1842
LC-076	20/05/2013	0.786	3725.62	DINÁMICO	0.1502046	0.1911
LC-076	14/06/2013	0.786	3194.35	DINÁMICO	0.1411656	0.1796
LC-076	16/07/2013	0.786	3864.59	DINÁMICO	0.1435236	0.1826
LC-076	16/08/2013	0.786	3508.14	ESTÁTICO	0.1416372	0.1802
LC-076	17/08/2013	0.786	2745.6	ESTÁTICO	0.1509906	0.1921
LC-076	19/09/2013	0.786	3773.25	DINÁMICO	0.1507548	0.1918
LC-076	20/10/2013	0.786	3707.83	DINÁMICO	0.147375	0.1875
LC-076	21/11/2013	0.786	3734.85	DINÁMICO	0.247197	0.3145
LC-076	30/11/2013	0.786	3834.87	DINÁMICO	0.2108052	0.2682
LC-076	23/12/2013	0.786	3508.14	ESTÁTICO	0.2418522	0.3077
LC-076	2/02/2014	0.786	2363.27	ESTÁTICO	0.1510692	0.1922
LC-076	14/03/2014	0.786	2745.6	ESTÁTICO	0.150912	0.192
LC-076	21/03/2014	0.786	2104.83	ESTÁTICO	0.2462538	0.3133
LC-076	27/04/2014	0.786	3303.76	DINÁMICO	0.2042028	0.2598
LC-076	3/05/2014	0.786	3276.06	DINÁMICO	0.2045172	0.2602
LC-076	6/07/2014	0.875	3300.8	DINÁMICO	0.1686125	0.1927
LC-076	2/08/2014	0.875	3353.44	DINÁMICO	0.2174375	0.2485
LC-076	30/10/2014	0.875	3351.99	DINÁMICO	0.15645	0.1788
...	...	...	...	...	...	...
LC-076	14/10/2018	0.875	3337.87	DINÁMICO	0.1493625	0.1707

Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

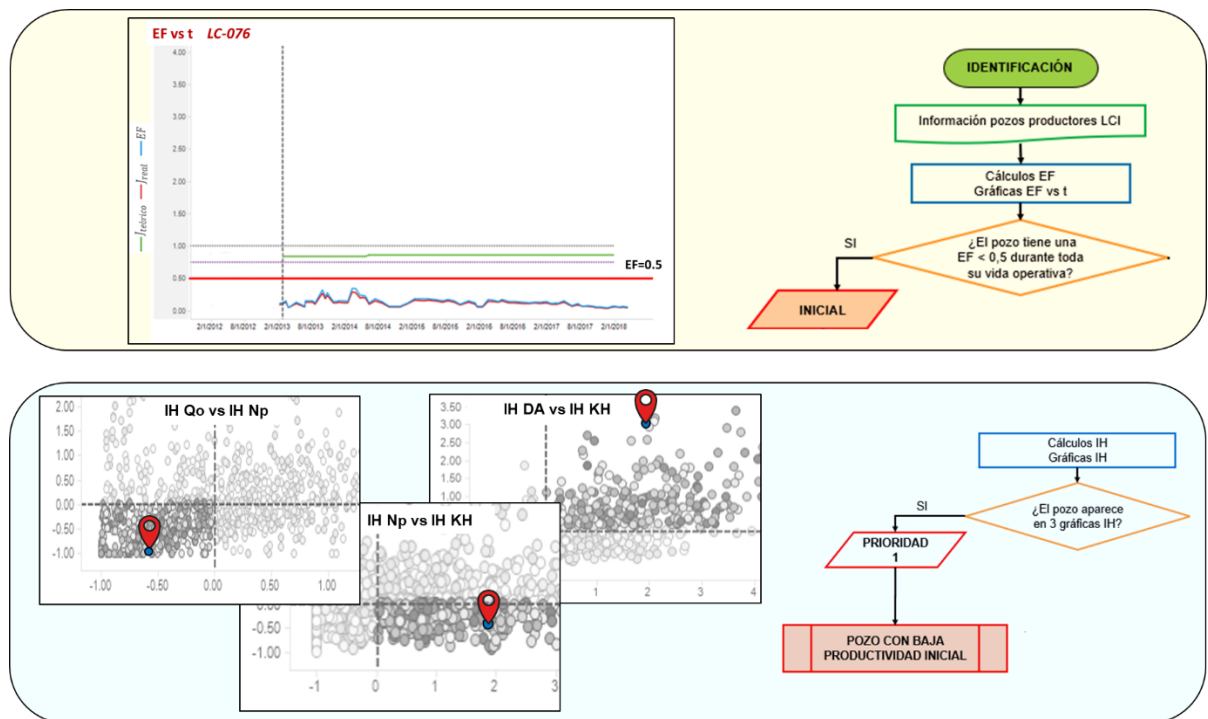
A partir de la gráfica de EF vs t (Figura 46) se logra identificar que el pozo tiene una productividad baja ($EF < 0,5$) durante toda su vida operativa, clasificándose como Inicial. Mediante los cálculos de índices de heterogeneidad (Tabla 11) se identificó al pozo como Prioridad 1 al encontrarse en los cuadrantes críticos de las 3 gráficas.

Tabla 11. Cálculos índices de heterogeneidad LCI-076.

Qo Promedio 3 meses	27	IH_Qo Promedio 3 meses	-0.05
Np Norm	629	IH_Np Norm	-0.53
KH	38400.44	IH_KH	1.99
Daño Aparente	61	IH_Daño Aparente	3
Gráfica IH Qo vs IH Np			
Cuadrante crítico	III	Pozo crítico	SI
Gráfica IH Np vs IH KH			
Cuadrante crítico	IV	Pozo crítico	SI
Gráfica IH DA vs IH KH			
Cuadrante crítico	I	Pozo crítico	SI
PRIORIDAD		1	

Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

Figura 46. Identificación y clasificación del pozo LCI-076.



Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

Ya identificado el pozo LC-076 como Inicial de Prioridad 1, se procede a realizar su diagnóstico para reconocer las posibles causas de su baja productividad a partir de las variables críticas para cada etapa temprana de la vida del pozo. De esta manera se determina que el pozo es crítico por perforación debido a pérdidas de circulación, el tipo de lodo usado y la alta duración de los días de perforación, lo cual pudo generar taponamientos en la cara del pozo por invasión de sólidos e incompatibilidad de fluidos.

Por otro lado, el pozo no presenta comportamientos críticos ni por completamiento ni por fisicoquímica.

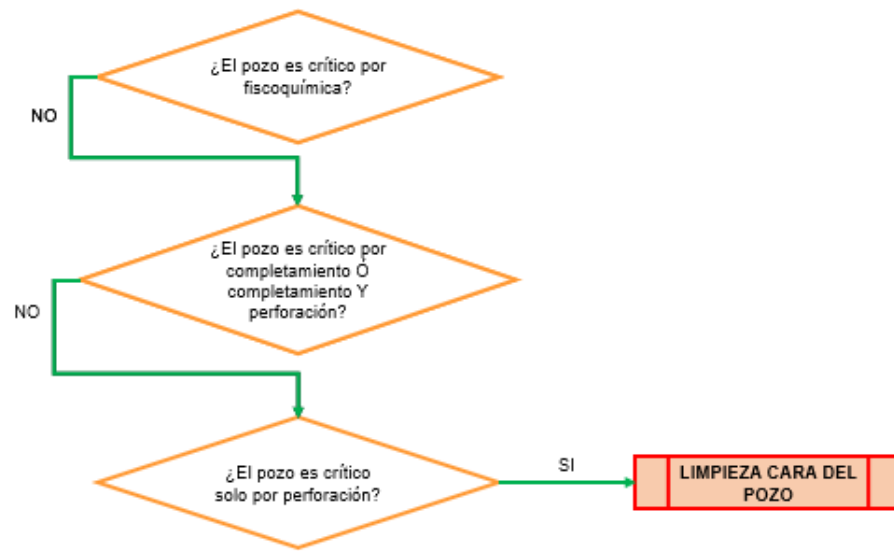
Tabla 12. Diagnóstico del pozo LC-076.

Perforación		Completamiento		Monitoreo Fisicoquímico	
Pérdidas lodo [bbls]	337	Penetración cargas [in]	40.4	IS Calcita	0.41
Pérdidas cemento [bbls]	0	Inclinación máxima pozo [°]	26.27	IS Barita	0.93
Lodo usado	A				
Cemento usado	Tipo G	Fluido usado	Salmuera	IS Dolomita	1.83
Días perforación	9	Presión diferencial	Neutral		
CRÍTICO	SI	CRÍTICO	NO	CRÍTICO	NO

Fuente: Occidental Andina de Colombia, 2018.

Así, siguiendo con el diagrama de flujo planteado, se propone la limpieza de la cara del pozo con ácido como método de remediación para aumentar su productividad. En el caso de este pozo, así como los otros pozos a los que se les propone la limpieza de la cara del pozo, es necesario realizar pruebas en laboratorio con diferentes productos de limpieza para determinar las posibles reacciones e incompatibilidades del producto con la roca y los fluidos del yacimiento, y así evitar la generación de mayores daños a la formación.

Figura 47. Remediación del pozo LCI-076.



5.4. IMPACTO DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA PARA EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Para evidenciar el impacto que la implementación de la metodología desarrollada en el presente proyecto puede generar en el aumento de la productividad, y por lo tanto de la producción de los pozos estudiados, se plantearon 3 posibles escenarios de reducción o remediación del daño a la formación, S , con base en los resultados obtenidos en anteriores campañas de estimulación y recañoneo de pozos inyectores en el campo La Cira Infantas:

1. Escenario bajo: remediación del 30% del daño a la formación.
2. Escenario medio: remediación del 50% del daño a la formación.
3. Escenario alto: remediación del 70% del daño a la formación.

El daño a la formación actual de cada pozo fue calculado mediante su relación con la eficiencia de flujo, EF, obtenida a partir de la Ley de Darcy.

$$S = \left(\left(\frac{1}{EF} \right) - 1 \right) * \ln \left(\frac{R_s}{R_w} \right) \quad (23)$$

Donde:

S : daño a la formación, adimensional.

EF : eficiencia de flujo, adimensional.

R_s : radio de daño, ft.

R_w : radio del pozo, ft.

Como resultado de pruebas de laboratorio realizadas a núcleos de pozos del campo La Cira Infantas, se determinaron radios de daño (R_s) de 3 ft en promedio.

Los 170 pozos estudiados, así como la mayoría de los pozos en el campo La Cira Infantas, son perforados con brocas de 8,5 in de diámetro, es decir, radios de pozo (R_w) de 0,354 ft.

Teniendo en cuenta lo anterior, se calcularon los daños a la formación a las condiciones actuales del pozo, se construyeron pronósticos y perfiles de producción con el objetivo de obtener la producción incremental de aceite y las reservas añadidas por los 170 pozos identificados para cada uno de los escenarios. Los resultados obtenidos se observan en la Figura 48 y Tabla 13. Se puede apreciar que se lograría un aumento considerable en la producción del campo La Cira Infantas, entre 2500 barriles en el escenario más bajo o pesimista y 7100 barriles en el escenario alto u optimista, al emplear la metodología y los métodos de remediación propuestos a los pozos identificados con baja productividad inicial, lo cual resalta la importancia del proyecto desarrollado a la hora de alcanzar el objetivo de producción de Occidental Andina de Colombia y Ecopetrol de 64.000 BOPD, máxima producción registrada en el campo en 1939. Además, se pueden añadir 8 -

20 MMBO de reservas que se encuentran en arenas que aún no han sido barridas por la inyección de agua al eliminar el *skin* en los pozos identificados.

Figura 48. Producción incremental de aceite.

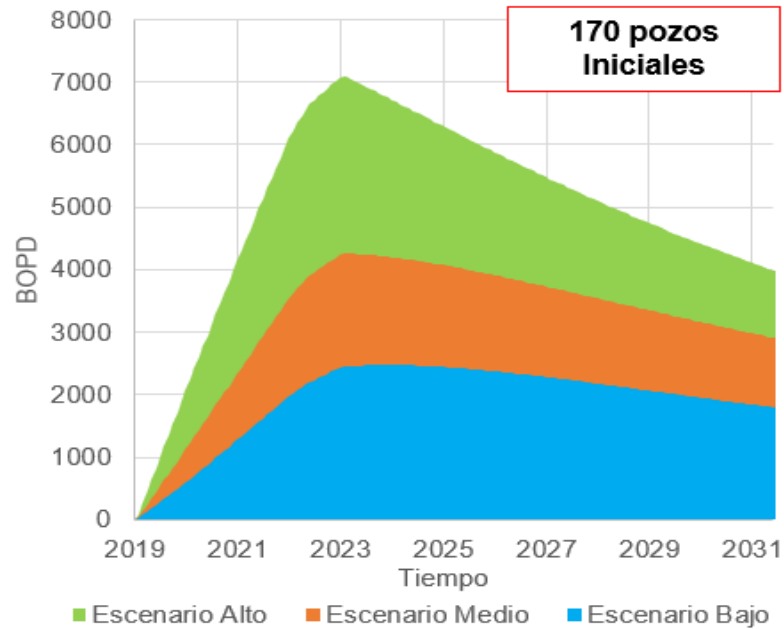


Tabla 13. Incrementales de aceite y reservas potenciales.

Escenarios Remediación del Daño	Bajo -30% Skin	Medio -50% Skin	Alto -70% Skin
Incremental 170 pozos BOPD	+2500	+4200	+7100
Reservas Potenciales MMBO	+8	+14	+20

6. CONCLUSIONES

- Mediante cálculos de indicadores de desempeño, como son las eficiencias de flujo e índices de heterogeneidad, análisis de gráficos y el ajuste o *match* de los resultados se lograron identificar 295 pozos con baja productividad, de los cuales 170 fueron clasificados como pozos con baja productividad Inicial.
- La recopilación de información y análisis de las operaciones de perforación, cementación y completamiento, así como de monitoreos fisicoquímicos realizados a los pozos productores del campo La Cira Infantas permiten establecer los mecanismos de daño que afectan la productividad inicial de los pozos y su criticidad.
- La incompatibilidad e invasión de fluidos y sólidos de perforación, la migración de finos y la precipitación de incrustaciones, como la calcita, barita y dolomita, así como los efectos negativos del taponamiento y la baja eficiencia durante el cañoneo son los principales mecanismos de daño que afectan la productividad inicial de los pozos del campo La Cira Infantas
- Entre los métodos de remediación de los pozos con baja productividad inicial propuestos se encuentran la estimulación matricial, la limpieza de la cara del pozo y el recañoneo, siendo la estimulación matricial la más frecuente debido a la alta tendencia incrustante en el campo La Cira Infantas, ya que aproximadamente el 62% de los pozos identificados son críticos por depositar incrustaciones, principalmente de barita.
- La metodología, establecida mediante un diagrama de flujo, resulta útil para identificar, diagnosticar y proponer el mejor método para remediar o mejorar

la productividad de los pozos identificados y puede servir como ejemplo para otros campos o unidades de negocios con condiciones similares a La Cira Infantas.

- La herramienta creada en la interfaz TIBCO Spotfire® permite a los ingenieros de las diferentes áreas de trabajo de Occidental S.A. aplicar la metodología de manera rápida, didáctica, automática y en cualquier momento a todos los pozos productores del campo La Cira Infantas.
- A partir de la aplicación de la metodología se puede obtener, en el mejor de los escenarios, un pico de incremental de aceite de los 170 pozos con baja productividad inicial identificados en el campo La Cira Infantas de 7100 BOPD y un aumento en las reservas de 20 MMBO si se intervienen con los métodos de remediación propuestos.
- El desarrollo de la metodología permite un aumento en el portafolio de negocios anual de Occidental Andina de Colombia en el campo La Cira Infantas, ya que es posible la selección e intervención de pozos candidatos a remediación (estimulación, limpieza o recañoneo) para aumentar la productividad del campo y cumplir con los objetivos de producción establecidos para cada año.

7. RECOMENDACIONES

- Construir modelos geológicos y dinámicos de simulación para cuantificar las causas de la baja productividad como la migración de finos, la deposición de orgánicos e inorgánicos, cambios en la mojabilidad, daños geomecánicos o actividad biológica y validarlos con muestras de los pozos.
- Diseñar el tren de tratamiento de estimulación matricial y limpieza de la cara del pozo para los pozos propuestos mediante estudios en laboratorio evaluando la incompatibilidad de los productos de estimulación y la roca y fluidos del yacimiento.
- Con base en este proyecto desarrollar metodologías similares para los pozos clasificados como Progresivos e Iniciales–Progresivos pero teniendo en cuenta las operaciones de producción, intervenciones, abandono y reactivación.

BIBLIOGRAFÍA

API. Manual de fluidos de perforación, Capítulo 14. Dallas, Texas. 2014.

BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design. Aberdeen: Elsevier, 2000. p.50.

BENNION, Douglas y THOMAS, F. Brent. Underbalanced Drilling of Horizontal Wells: Does It Really Eliminate Formation Damage? Society of Petroleum Engineers, 1994.

BENNION, Douglas. Formation Damage-The Impairment of the Invisible, By the Inevitable and Uncontrollable, Resulting in an Indeterminate Reduction of the Unquantifiable! Petroleum Society of Canadá, 1999.

CASTRO, Henry & GAMEZ, Christian. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009.

CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Houston: Gulf Publishing Company, 2000. p. 685-692.

DÍAZ, Johan & SÁNCHEZ, Christian. Análisis técnico-económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2007. p. 31.

DYSON, William, et al. Best completion practices. Society of Petroleum Engineers, 1999.

ECONOMIDES, Michael, *et al.* Petroleum production systems – Second Edition. Boston, USA: Prentice Hall editors, 2013. p.24 – 34.

ECONOMIDES, Michael & NOLTE, Kenneth. Reservoir Stimulation – Third Edition. Chichester, Inglaterra: Wiley & Sons Ltd, 2000. Cap. 5. p.3.

HAN, Liquin., PEDEB, Jim. M., & FORD, John. Effects of Various Parameters on Perforation Plugging and Perforation Cleanup. Society of Petroleum Engineers, 1996.

HERNÁNDEZ, Javier Morales. Estudio de la formación y estabilidad de incrustaciones de carbonato de calcio en campos naturalmente fracturados desde condiciones de yacimiento hasta la superficie. México D.F.: Universidad Autónoma de México, 2017.

GARAICOCHEA, Francisco. Apuntes de estimulación de pozos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. p. 1-3

JAMES, R. Tague. Optimizing Production in Fields with Multiple Formation Damage Mechanisms. Society of Petroleum Engineers, 2000.

MORALES, Víctor, y RAMIREZ, Leyla. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. Society of Petroleum Engineers, 2018.

NUÑEZ, W., *et al.* Comprehensive Methodology to Identify, Quantify and Eliminate the Formation Damage Mechanisms, Successfully Applied for the first Time by the Operator in a Colombian Mature Field; Including formation Damage Modeling, Well Candidate Selection, Stimulation Treatment Design and Execution: a Case History. Society of Petroleum Engineers, 2015.

PRIETO, Maria Elizabeth, *et al.* Redevelopment Progress for Colombia's La-Cira Infantas Field. Society of Petroleum Engineers, 2009.

PUCKNELL, J.K. y CLIFFORD, P.J. Calculation of Total Skin Factors. Society of Petroleum Engineers, 1991.

REED, M.G. Formation Damage Prevention During Drilling and Completion. Society of Petroleum Engineers, 1989.

RODRIGUEZ, Héctor, *et al.* Customized Reperforating With New Technologies for Optimal Field Drainage and Productivity Enhancement: East Venezuela Applications. Society of Petroleum Engineers, 2006.

RODRIGUEZ, Mario. Evaluation and optimisation of matrix acidizing in OMV fields. University of Leoben, 2007. p. 18.

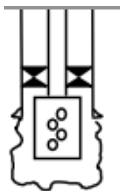
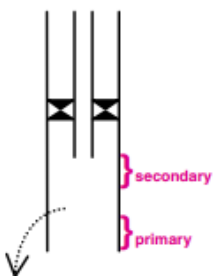
SCHLUMBERGER S.A. Oilfield Glossary.

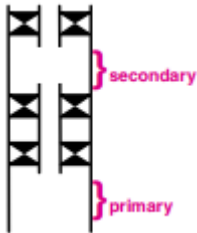
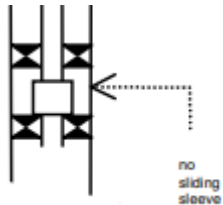
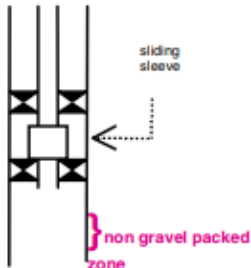
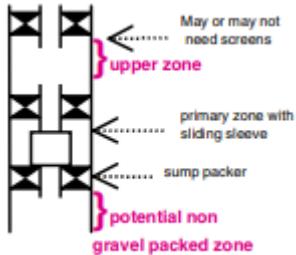
SCHLUMBERGER S.A. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. 2000. p.61.

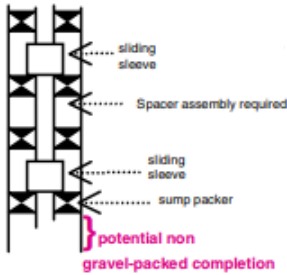
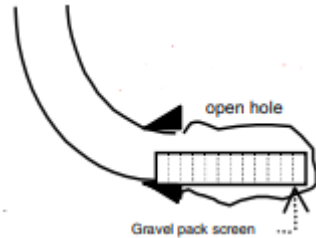
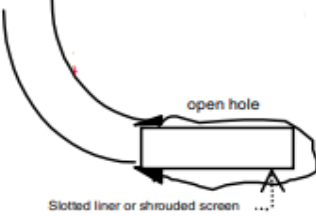
YAN, J., JIANG, G., & WU, X. Evaluating of Formation Damage Due Caused by Drilling and Completion Fluids In Horizontal Wells. Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 36, No. 5, 1996. p.36 – 42.

ANEXOS

ANEXO A. Tipos de completamiento de pozos

Categoría	Tipo de completamiento	Descripción
Completamiento sin control de arena	<u>Hueco abierto</u> 	En este tipo de completamiento no se baja tubería de revestimiento en la zona productora, por lo tanto no es necesario realizar operaciones de cañoneo. Es utilizado en formaciones altamente consolidadas debido a su bajo costo y versatilidad.
	<u>Hueco revestido</u> 	Se garantiza la estabilidad del pozo mediante el casing de producción y demás accesorios como empaques y niples. En este caso es necesario realizar operaciones de cañoneo para garantizar el flujo del crudo al pozo.
	<u>Con único empaque</u> 	Con este completamiento se puede instalar un tapón en una zona secundaria de producción entre la zona primaria y el empaque de producción. Puede aplicarse si las zonas son relativamente cercanas y no requieren control de arena.

	<u>Con múltiples empaques</u> 	Se usa cuando es necesario completar dos o más zonas productoras, separadas por una distancia significativa, por lo tanto se deben instalar más de un empaque.
Completamiento con control de arena	<u>Con único empaque de grava</u> 	Es la configuración más básica. Suele usarse un <i>sump packer</i> o empaque de fondo o un <i>bridge plug</i>. Este método ahorra dinero pero no permite una evaluación completa del intervalo perforado mediante registros de producción.
	<u>Con único empaque de grava selectivo</u> 	En este tipo de completamiento se instala una manga deslizante interna o <i>sliding sleeve</i> que permite producir adicionalmente una zona primaria con un completamiento sin grava
	<u>Con único empaque de grava selectivo con múltiples opciones</u> 	Similar al anterior tipo, permite completar diferentes zonas productoras que necesiten o no empaquetamiento con grava. Es necesaria la instalación de empaques de fondo y mangas deslizantes.

	<u>Con empaques de grava selectivos agrupados</u> 	Es la configuración más compleja, costosa y con mayor duración de instalación ya que requiere de mínimo tres empaques de grava, dos mangas deslizantes y un empaque de fondo para producir tres o más zonas.
Completamiento de pozos horizontales	<u>Hueco abierto sin soporte</u> 	Son seleccionados cuando la estabilidad del pozo es buena. Pueden o no utilizarse empaques de grava para controlar la arena de producción y la migración de finos.
	<u>Hueco abierto con soporte</u> 	Si la estabilidad del pozo es cuestionable se puede utilizar un soporte mecánico como un liner ranurado o un tamiz

Fuente: DYSON, William, et al. Best completion practices. SPE, 1999. *Modificado*.

ANEXO B. Base de datos final de los pozos con baja productividad inicial en LCI.

POZOS IDENTIFICADOS		PERFORACIÓN			COMPLETAMIENTO			MONITOREO FÍSICOQUÍMICO			CRITICIDAD			REMEDIACIÓN
POZO	ÚLTIMA EF	PÉRDIDAS TOTALES FLUIDO[BBLs]	LODO USADO	DÍAS PERFORACIÓN	PENETRACIÓN CARGAS [IN]	INCLINACIÓN MÁX [°]	PRESIÓN DIFERENCIAL	CALCITA	BARITA	DOLOMITA	PERFORACIÓN	COMPLETAMIENTO	FÍSICOQUÍMICA	
LCI-001	0.003	-	AGUA	6	-	0	NEUTRAL				SI	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-002	0.0965	35	F	7	46.28	23.03	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-003	0.0189	-	AGUA	3	-	0	-				SI	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-004	0.0193	0	E	5	46.28	0	NEUTRAL				NO	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-005	0.0238	-	AGUA	3	-	1.65	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-006	0.3671	35	A	7	46.28	23.74	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-007	0.0288	0	A	5	40.4	28.58	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-008	0.0313	0	A	4	40.4	14.32	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	NO	NO	REEVALUACIÓN J TEÓRICO
LCI-009	0.0334	0	A	6	40.4	0	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	NO	NO	REEVALUACIÓN J TEÓRICO
LCI-010	0.038	-	AGUA	6	-	0	-				SI	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-011	0.0409	0	A	6	46.28	22.55	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-012	0.0429	0	A	3	40.4	0	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-013	0.0729	50	D	8	40.4	36.5	SOBREBALANCE	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-014	0.0491	-	AGUA	6	-	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-015	0.0505	0	B	3	46.8	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-016	0.0551	0	D	3	40.4	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-017	0.0555	0	D	4	40.4	20.9	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-018	0.057	0	B	5	42.3	0	NEUTRAL				NO	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-019	0.061	0	B	4	46.28	87.65	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-020	0.0797	70	B	7	46.28	16.21	SOBREBALANCE	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-021	0.0723	-	AGUA	4	-	0	NEUTRAL	Crítico	No Crítico	Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-022	0.1965	70	E	5	40.4	31.61	SOBREBALANCE	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-023	0.0795	0	A	3	40.4	26.94	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-024	0.2283	80	B	9	46.28	16.85	SOBREBALANCE	Crítico	Crítico	Crítico	SI	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-025	0.087	0	A	8	40.4	36.9	NEUTRAL	Crítico	No Crítico	Crítico	SI	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-026	0.3286	80	G	13	42.6	30.89	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	Crítico	SI	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-027	0.0841	0	A	4	40.4	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-028	0.1889	100	A	6	40.4	28.1	SOBREBALANCE	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-029	0.0873	-	AGUA	4	-	0	-				SI	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-030	0.0876	-	AGUA	3	-	0	-				SI	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-031	0.2006	100	C	5	40.4	36.23	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-032	0.202	120	A	8	40.4	24.24	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-033	0.0928	0	B	5	46.28	16.16	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-034	0.0937	0	A	6	42.3	31.78	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-035	0.0942	0	B	4	52	13.06	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-036	0.0955	0	B	4	42.3	18.46	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-037	0.4818	128	B	10	52	33.61	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-038	0.016	150	B	8	46.28	25	NEUTRAL				SI	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-039	0.1002	0	D	6	40.4	40.59	NEUTRAL				NO	SI	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-040	0.0803	180	G	7	40.4	37.49	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	SI	SI	REALIZAR MONITOREO
LCI-041	0.1074	-	AGUA	4	-	0	-	Crítico	No Crítico	Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-042	0.1095	0	B	3	46.28	23.25	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-043	0.1107	0	E	5	40.4	0	NEUTRAL				NO	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO

POZOS IDENTIFICADOS		PERFORACIÓN			COMPLETAMIENTO			MONITOREO FÍSICOQUÍMICO			CRITICIDAD			REMEDIACIÓN
POZO	ÚLTIMA EF	PÉRDIDAS TOTALES FLUIDO[BBLs]	LODO USADO	DÍAS PERFORACIÓN	PENETRACIÓN CARGAS [IN]	INCLINACIÓN MÁX [°]	PRESIÓN DIFERENCIAL	CALCITA	BARITA	DOLOMITA	PERFORACIÓN	COMPLETAMIENTO	FÍSICOQUÍMICA	
LCI-044	0.1116	0	H	4	42.6	20.07	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-045	0.1148	0	B	6	42.6	2.5	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-046	0.0965	0	F	4	40.4	16.2	SOBREBALANCE	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-047	0.107	0	A	13	40.4	23.48	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-048	0.1211	0	A	6	40.4	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-049	0.1184	0	A	5	42.3	31.35	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-050	0.1279	-	AGUA	6	-	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-051	0.1287	0	D	8	40.4	15.76	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-052	0.2912	200	E	18	42.3	22.2	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-053	0.1289	0	B	4	46.28	7.71	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-054	0.1347	0	A	5	40.4	35.22	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-055	0.1374	0	B	15	46.28	27.74	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-056	0.1389	0	A	3	42.3	43.21	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-057	0.1453	0	A	5	46.28	25.34	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-058	0.0798	270	C	10	40.4	39.56	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-059	0.1468	0	A	6	46.28	20.06	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	NO	NO	REEVALUACIÓN J TEÓRICO
LCI-060	0.1491	0	D	5	40.4	19	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-061	0.15	-	AGUA	6	-	0	-				SI	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-062	0.151	0	D	5	40.4	34.61	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-063	0.1548	0	E	4	42.3	13.7	NEUTRAL				NO	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-064	0.1596	0	B	4	46.28	32.48	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-065	0.1643	0	B	3	42.3	17.66	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-066	0.1644	0	A	5	42.3	44.15	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-067	0.1673	-	AGUA	5	-	0	-	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-068	0.0958	280	C	11	46.28	25.59	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-069	0.1711	0	B	9	42.3	20.08	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-070	0.1289	-	AGUA	6	-	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-071	0.1754	0	A	4	40.4	24.43	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-072	0.1766	0	B	3	46.28	20	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-073	0.1465	0	E	5	69.3	42.5	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	NO	NO	REEVALUACIÓN J TEÓRICO
LCI-074	0.1816	-	AGUA	4	-	0	-	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-075	0.1861	-	AGUA	6	-	0	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-076	0.1707	337	A	9	40.4	26.27	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-077	0.1729	0	C	4	40.4	23.88	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-078	0.1911	20	A	5	26.28	33.75	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-079	0.1921	0	B	5	42.3	19.29	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-080	0.1954	-	AGUA	6	-	0	-	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-081	0.3584	385	A	5	42	39.01	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-082	0.1977	0	B	5	42.3	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-083	0.1986	0	D	4	40.4	33.76	NEUTRAL				NO	SI	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-084	0.0283	400	B	5	42.3	7.14	NEUTRAL				SI	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-085	0.1809	425	E	5	42.3	19.6	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-086	0.0449	460	E	12	46.28	0	NEUTRAL				SI	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-087	0.2022	0	B	6	46.28	8.65	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-088	0.2025	0	B	4	42.3	13.73	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-089	0.1991	0	C	6	40.4	28.08	BAJOBALANCE	No Crítico	Crítico	Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-090	0.204	0	B	3	42.3	19.53	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	NO	NO	REEVALUACIÓN J TEÓRICO

POZOS IDENTIFICADOS		PERFORACIÓN			COMPLETAMIENTO			MONITOREO FÍSICOQUÍMICO			CRITICIDAD			REMEDIACIÓN
POZO	ÚLTIMA EF	PÉRDIDAS TOTALES FLUIDO[BBLs]	LODO USADO	DÍAS PERFORACIÓN	PENETRACIÓN CARGAS [IN]	INCLINACIÓN MÁX [°]	PRESIÓN DIFERENCIAL	CALCITA	BARITA	DOLOMITA	PERFORACIÓN	COMPLETAMIENTO	FÍSICOQUÍMICA	
LCI-091	0.2058	0	A	6	46.28	12.44	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-092	0.2063	0	B	6	46.28	14.46	NEUTRAL	Crítico	No Crítico	Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-093	0.2065	0	D	4	40.4	19.52	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-094	0.2668	490	D	10	40.4	36.22	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-095	0.2121	0	B	3	46.28	16.01	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-096	0.2122	0	B	5	40.4	26.01	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-097	0.2124	0	B	6	42.3	10.77	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-098	0.3001	798	B	10	42.3	0	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-099	0.2186	0	B	3	42.3	1.4	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-100	0.2226	0	B	3	42.3	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-101	0.2281	0	B	5	42.3	19.56	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-102	0.3914	911	B	5	46.28	25.32	BAJOBALANCE	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-103	0.2286	0	B	5	42.3	20.28	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-104	0.2295	0	B	6	46.28	10.7	NEUTRAL	Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-105	0.2301	0	A	8	46.28	12.23	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-106	0.2091	0	C	4	40.4	26.49	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-107	0.2342	0	A	3	42.3	0	NEUTRAL	Crítico	No Crítico	Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-108	0.2395	0	D	4	40.4	41.32	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-109	0.2403	0	A	4	42.3	38.08	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-110	0.2405	0	A	5	40.4	26.92	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-111	0.2413	0	D	6	40.4	33	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-112	0.2496	-	AGUA	4	-	0	-	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-113	0.2155	0	C	5	40.4	22.34	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-114	0.2545	0	B	3	42.6	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-115	0.2595	0	D	5	40.4	20.92	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-116	0.2599	0	B	3	46.28	12.65	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-117	0.2604	0	B	3	42.3	25.39	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-118	0.2607	0	A	6	42.3	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-119	0.2608	0	A	3	40.4	25.08	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-120	0.2621	0	H	3	40.4	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-121	0.0904	990	A	5	40.4	20.45	NEUTRAL	Crítico	No Crítico	Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-122	0.2691	0	A	5	40.4	32.25	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-123	0.251	0	A	6	42.3	35	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-124	0.272	0	A	6	46.28	39.26	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-125	0.2806	0	A	4	46.28	31.27	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-126	0.2822	0	A	5	40.4	44.41	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-127	0.2701	0	C	3	40.4	28.37	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-128	0.2922	0	A	12	40.4	0	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-129	0.2039	998	C	6	46.28	27.92	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-130	0.2986	0	B	3	46.28	6.33	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-131	0.1893	1080	A	8	43.3	35.33	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-132	0.3005	0	A	3	42.3	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-133	0.3019	0	B	3	46.28	22.42	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-134	0.3046	-	AGUA	6	-	0	-	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-135	0.3104	0	A	5	42.3	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-136	0.3126	0	A	5	40.4	15.17	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-137	0.3146	0	B	4	46.28	9.06	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL

POZOS IDENTIFICADOS		PERFORACIÓN			COMPLETAMIENTO			MONITOREO FISICOQUÍMICO			CRITICIDAD			REMEDIACIÓN
POZO	ÚLTIMA EF	PÉRDIDAS TOTALES FLUIDO[BBLs]	LODO USADO	DÍAS PERFORACIÓN	PENETRACIÓN CARGAS [IN]	INCLINACIÓN MÁX [°]	PRESIÓN DIFERENCIAL	CALCITA	BARITA	DOLOMITA	PERFORACIÓN	COMPLETAMIENTO	FISICOQUÍMICA	
LCI-138	0.3196	0	A	5	46.28	24.19	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-139	0.33	0	E	3	40.4	30.2	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	SI	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-140	0.3302	0	B	4	42.3	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-141	0.3306	-	AGUA	6	-	0	NEUTRAL	Crítico	Crítico	Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-142	0.3327	0	B	5	46.28	0	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-143	0.3494	0	B	6	46.28	31.81	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-144	0.354	0	B	4	42.3	17.43	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-145	0.0956	1110	C	4	40.4	24.02	NEUTRAL	Crítico	Crítico	Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-146	0.3624	0	B	6	46.28	31.96	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-147	0.4968	1205	F	19	40.4	23.53	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	NO	NO	LIMPIEZA
LCI-148	0.1196	1338	C	10	40.4	29.95	BAJOBALANCE				SI	SI	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-149	0.4023	-	AGUA	6	-	0	-				NO	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-150	0.4029	-	AGUA	5	-	0	-	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-151	0.4061	0	B	4	42.3	0	NEUTRAL				NO	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-152	0.4088	0	E	5	42.3	0	SOBREBALANCE				NO	SI	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-153	0.4101	0	D	4	40.4	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-154	0.4147	0	E	4	42.3	0	SOBREBALANCE				NO	SI	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO
LCI-155	0.4208	0	C	3	46.28	25.93	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-156	0.4247	-	AGUA	5	-	0	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-157	0.0889	2160	B	13	46.28	24.45	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-158	0.4306	0	A	4	42.3	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-159	0.4417	0	B	3	46.28	14.5	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-160	0.4555	0	E	4	42.3	7.6	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-161	0.4631	0	B	3	42.3	4.65	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	NO	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-162	0.4645	0	B	6	42.3	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-163	0.4676	-	AGUA	4	-	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-164	0.4742	0	A	5	46.28	0	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-165	0.4757	0	A	6	40.4	17.2	NEUTRAL	No Crítico	No Crítico	Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-166	0.093	2175	B	7	52	18.09	BAJOBALANCE	No Crítico	No Crítico	Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-167	0.494	0	E	6	69.3	25.01	NEUTRAL	No Crítico	Crítico	No Crítico	NO	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-168	0.125	2492	B	7	40.4	14.41	SOBREBALANCE	No Crítico	No Crítico	No Crítico	SI	SI	NO	RECAÑONEO
LCI-169	0.4992	-	AGUA	6	-	0	-	No Crítico	Crítico	No Crítico	SI	NO	SI	ESTIMULACIÓN MATRICIAL
LCI-170	0.4864	0	A	5	40.4	0	NEUTRAL				NO	NO	SIN MONITOREO	REALIZAR MONITOREO