

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 21 de noviembre de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan Pablo Falla Porras, con C.C. No. 1075281071 autor (es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Estrategia de optimización de producción mediante la profundización de bombas e incremento de caída de presión en el campo La Cira-Infantas presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos; autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Estrategia de optimización de producción mediante profundización de bombas e incremento de caída de presión en el campo La Cira-Infantas

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Falla Porras	Juan Pablo

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Escamilla	Rocío
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonio

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Escobar Macualo	Freddy Humberto
Bonilla Camacho	Luis Fernando

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016

NÚMERO DE PÁGINAS: 75

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas__ Fotografías X Grabaciones en discos__ Ilustraciones en general X Grabados__
 Láminas__ Litografías__ Mapas__ Música impresa__ Planos__ Retratos__ Sin ilustraciones__ Tablas
 o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español	Inglés
1. Profundización	Deepening
2. Caída de Presión	Drawdown
3. Métodos de Recobro	Enhanced Oil Recovered
4. Inyección de Agua	Water Injection
5. Valle Medio Magdalena	Magdalena Middle Valley

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La Cira Infantas es un campo en el cual se lleva a cabo un proceso de recobro por medio de inyección de agua, en donde la formación productora se caracteriza por tener un nivel de consolidación demasiado bajo, por tanto las altas caídas de presión óptimas de trabajo se vuelven un factor crítico a determinar, con el objetivo de optimizar los beneficios económicos del campo.

Aunque se sabe que entre más grande sea la caída de presión, mayor será la producción del pozo, se deben tener en cuenta diferentes factores inherentes de la formación y el tipo de recobro aplicado en el campo, pues estará restringida por ellos.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

3 de 3

En este estudio se desarrolla una metodología para determinar la posición óptima de la bomba y sus niveles de sumergencia que se traducen en la presión de fondo del pozo y de esta manera incrementar la producción en el campo La Cira Infantas.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

La Cira Infantas is a field in which a recovery process is carried out by the injection of water, where the production formation is characterized by having a level of consolidation too low, therefore the high drops of optimal pressure of Work They become a critical factor to determine, with the aim of optimizing the economic benefits of the field.

Although it is known that a bigger pressure drop, the mayor will be the production of the well, take into account the different inherent factors of the formation and the type of recovery applied in the field, therefore restricted by them.

In this study a methodology is developed to determine the optimal position of the pump and the submergence levels that translate into the well bottom hole pressure and in this way increase the production in La Cira Infantas field.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Jorge Orlando Mayorga

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar

Firma:

**ESTRATEGIA DE OPTIMIZACION DE PRODUCCION MEDIANTE LA
PROFUNDIZACION DE BOMBAS E INCREMENTO DE CAIDA DE PRESIÓN EN EL
CAMPO LA CIRA-INFANTAS**



PRESENTADO POR:

JUAN PABLO FALLA PORRAS

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
2016**

**ESTRATEGIA DE OPTIMIZACION DE PRODUCCION MEDIANTE LA
PROFUNDIZACION DE BOMBAS E INCREMENTO DE CAIDA DE PRESIÓN EN EL
CAMPO LA CIRA-INFANTAS**



JUAN PABLO FALLA PORRAS

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director: ROCIO ESCAMILLA
Ingeniería de Petróleos
Codirector: JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA
Magister en Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
2016**

Nota de Aceptación

Director del proyecto

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Noviembre de 2016

DEDICATORIA

Quiero agradecer a Dios por ser siempre mi guía, por llenarme de tantas bendiciones a lo largo de mi vida; por darme la fuerza, la constancia y la sabiduría que requiero para llevar a cabo todas mis metas, a él la gloria de todas mis victorias.

A mi madre Marisol Porras Ortiz, por ser siempre mi apoyo y consejera, por ayudarme en todo lo que me proponía y ser el motor para realizar y culminar todas mis metas. A mis hermanos Vanessa Falla y Andres Felipe Falla por ser esos hermanos incondicionales y estar presentes en cada logro y cada derrota.

A mi novia Maria Alejandra Cabrera por brindarme su amor y compañía a lo largo de toda mi carrera, por estar siempre en los momentos más difíciles y darme su apoyo cuando más lo necesitaba.

Agradezco al profesor Jairo Antonio Sepúlveda por ser el profesor que más aportó en mi proceso de formación, gracias por confiar en mis capacidades y dejarme ser participe en los proyectos y monitorias realizadas a lo largo de la carrera.

Gracias a la empresa Occidental de Colombia y al equipo RMT por brindarme todo el soporte técnico necesario para el desarrollo de este proyecto, en especial a los ingenieros de yacimientos Rocio Escamilla, Jules Diaz y Victor Morales, por ayudarme a crecer personal y profesionalmente.

Juan Pablo Falla Porras

RESUMEN

La Cira Infantas es un campo en el cual se lleva a cabo un proceso de recobro por medio de inyección de agua, en donde la formación productora se caracteriza por tener un nivel de consolidación demasiado bajo, por tanto las altas caídas de presión óptimas de trabajo se vuelven un factor crítico a determinar, con el objetivo de optimizar los beneficios económicos del campo.

Aunque se sabe que entre más grande sea la caída de presión, mayor será la producción del pozo, se deben tener en cuenta diferentes factores inherentes de la formación y el tipo de recobro aplicado en el campo, pues estará restringida por ellos.

En este estudio se desarrolla una metodología para determinar la posición óptima de la bomba y sus niveles de sumergencia que se traducen en la presión de fondo del pozo y de esta manera incrementar la producción en el campo La Cira Infantas.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	11
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	12
1.1 Localización.....	12
1.2 Reseña Histórica Del Campo	13
1.3 Geología	13
1.3.1 Modelo estratigráfico del campo La Cira-Infantas.....	13
1.3.2 Secuencia pre cretáceo.....	14
1.3.3 Secuencia cretácea.....	15
1.3.4 Secuencia terciaria	16
2. ANTECEDENTES	18
2.1 Métodos de recobro del campo.....	18
2.1.1 Inyección de gas.....	18
2.1.2 Inyección de Agua	19
2.2 Patronamiento del campo	21
2.3 Profundización de bombas	22
3. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	25
4. PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LCI	26
4.1 Causas del arenamiento.....	28
5. SELECCIÓN DE PARÁMETROS	28
5.1 Parámetros ALS	28
5.2 Parámetros de Yacimiento.....	29
5.3 Parámetros Operacionales.....	30
6. INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN	30
7. CORRELACION DE PARAMETROS DE YACIMIENTO Y OPERACIONALES PARA DETERMINAR ZONAS CRÍTICAS A PROFUNDIZAR	33
7.1 Mapa de caída de presión “drawdown”	34
7.2 Mapa de producción de fluidos	35
7.3 Mapa de inyección de agua acumulada.....	35
7.4 Mapa de presión de burbuja.....	36
7.5 Identificación de pozos problema.....	40
7.6 Identificación de posibles zonas críticas	44

7.6.1 Cira Norte.....	44
7.6.2 Cira Sur.....	44
7.6.3 Cira Este	44
8. SELECCIÓN DE CANDIDATOS.....	48
9. HERRAMIENTA DE ANALISIS	50
9.1 Ventana de análisis del pozo.....	51
9.2 Ventana de análisis del patrón.....	52
9.3 Ventajas de la herramienta.....	54
10. MATRIZ DE DECISIÓN.....	54
11. METODOLOGÍA PROPUESTA	55
11.1 Análisis del Pozo.....	55
11.2 Análisis del Patrón.....	56
11.3 Aplicación de la Metodología.....	57
11.3.1 USCO 7	57
12. POST AUDIT	63
12.1 Pozo USCO 7.....	64
12.2 Pozo USCO 8.....	65
12.3 Pozo USCO 9.....	66
12.4 Pozo USCO 10.....	68
12.5 Pozo USCO 11.....	69
12.6 Pozo USCO 12.....	71
CONCLUSIONES.....	73
RECOMENDACIONES.....	74
BIBLIOGRAFIA.....	75

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Cuencas sedimentarias de Colombia mostrando la localización del Campo La Cira Infantas.</i>	12
<i>Figura 2. Columna estratigráfica general para la cuenca del Valle Medio del Magdalena, fuente: Ecopetrol, El Centro1273.</i>	14
<i>Figura 3. Producción histórica del campo La Cira Infantas, fuente: DSS, Occidental de Colombia.</i>	18
<i>Figura 4. Mapa de la zona de inyección de gas.</i>	19
<i>Figura 5. Patronamiento actual del campo LCI (Siete puntos invertidos).</i>	22
<i>Figura 6. Mapa de espesor entre la base de perforados y la posición de la bomba antes de iniciar el proyecto actual de profundización.</i>	23
<i>Figura 7. Mapa De Inyección de Agua Acumulada.</i>	24
<i>Figura 8. Efecto de la saturación de agua en los esfuerzos tensiles de la roca y la presión de fondo crítica.</i>	24
<i>Figura 9. Pozos actuales del campo.</i>	25
<i>Figura 10. Limpieza de arena, fuente: modelo analítico para la estimación del arenamiento de Pozos en LCI a Partir de Mediciones de Campo.</i>	27
<i>Figura 11. Barril roto debido a la erosión con arena, fuente: reporte de fallas Occidental de Colombia.</i>	27
<i>Figura 12. Distancia a profundizar vs incremental en BOPD.</i>	33
<i>Figura 13. Mapa de caída de presión.</i>	34
<i>Figura 14. Mapa de producción de fluidos totales.</i>	35
<i>Figura 15. Mapa de inyección acumulada de agua.</i>	36
<i>Figura 16. Comportamiento de la solubilidad del gas en función de la presión.</i>	37
<i>Figura 17. Mapa subdivisión de zonas Cira Norte.</i>	38
<i>Figura 18. Data Inyección – Extracción.</i>	39
<i>Figura 19. Ajuste de la presión de yacimiento calculada a través de la historia de producción.</i> 39	
<i>Figura 20. Mapa de presión de burbuja.</i>	40
<i>Figura 21. Pozos con “casing” colapsado y pozos arenados 2015-2016.</i>	41
<i>Figura 22. Esquema de la producción de arena viajando en el fluido de producción, fuente: Modelo analítico para la estimación del arenamiento de pozos en LCI a partir de mediciones de campo.</i>	42
<i>Figura 23. Historial del tope de arena encontrado en cada intervención para el pozo USCO 6.</i> 42	
<i>Figura 24. Calculo de aporte de arena anual.</i>	43
<i>Figura 25. Pozos con aporte mayor a 300 ft de arena por año y mapa de producción de sólidos.</i>	43
<i>Figura 26. Identificación de zonas críticas Cira Norte.</i>	45
<i>Figura 27. Identificación de zonas críticas Cira Sur.</i>	46
<i>Figura 28. Identificación de zonas críticas Cira Este.</i>	47
<i>Figura 29. Spotfire creado para la realización del filtro de los primeros pozos candidatos.</i>	49
<i>Figura 30. Categorización de los 967 pozos productores activos en LCI.</i>	49

<i>Figura 31. Ventana de visualización para el análisis del pozo.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 32. Ventana para análisis del comportamiento del patrón.</i>	<i>53</i>
<i>Figura 33. Estado mecánico del pozo USCO 7.</i>	<i>57</i>
<i>Figura 34. Estimado del incremental de producción USCO 7.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 35. Tope de arena encontrado en la intervención del pozo USCO 7.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 36. Ubicación pozo USCO 7 en los diferentes patrones.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 37. Ubicación del pozo USCO 7 en el mapa de presión de burbuja.</i>	<i>60</i>
<i>Figura 38. Inyección acumulada por arenas Patrón 1.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 39. Inyección acumulada por arenas Patrón 2.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 40. Inyección acumulada por arenas Patrón 3.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 41. Mapa Kh para la unidad Gtb-C.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 42. Mapa Kh para la unidad C2-C.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 43. Gráfico de producción del pozo USCO 7.....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 44. Gráfico de producción pozo USCO 8.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 45. Dimensiones del sistema de levantamiento artificial pozo USCO 8.</i>	<i>66</i>
<i>Figura 46. Gráfico de producción pozo USCO 9.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 47. Unidades del pozo USCO 9 con sus respectivas saturaciones y presiones estáticas.</i>	<i>67</i>
<i>Figura 48. Gráfico de producción pozo USCO 10.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 49. Gráfico de inyección por parte de los pozos que le dan soporte al pozo USCO 10... ..</i>	<i>69</i>
<i>Figura 50. Gráfico de producción pozo USCO 11.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 51. Dimensiones del sistema de levantamiento artificial pozo USCO 11.</i>	<i>70</i>
<i>Figura 52. Ubicación del pozo USCO 11, niveles de sumergencia y producción de fluidos.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 53. Gráfico de producción pozo USCO 12.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 54. Topes de arena encontrados para el pozo USCO 12.....</i>	<i>72</i>

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Historia del patronamiento del campo La Cira Infantas.</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 2. Hoja de cálculo del estimado de producción con la nueva posición de la bomba.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 3. Caracterización de fluidos mediante análisis PVT.</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 4. Matriz de decisión para la profundización de pozos.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 5. Calculo de IWR para los tres patrones del pozo USCO 7.....</i>	<i>59</i>

INTRODUCCION

El propósito de la explotación de yacimientos de hidrocarburos es obtener la mayor cantidad de fluidos que representen significativas utilidades económicas, para así respaldar la puesta en marcha de las múltiples operaciones que esto trae consigo. Todas las medidas y/o acciones que lleven a favorecer los procesos o disminuir las adversidades que en éstas se pueden generar serán siempre objeto de interés.

En un yacimiento donde se lleva a cabo un proceso de recuperación secundaria y/o terciaria el “*drawdown*” de los pozos se convierte en un parámetro de suma importancia, ya que este tiene mucha incidencia en el factor de recobro final del yacimiento y de las utilidades de un proceso de extracción.

Un aumento en la caída de presión conlleva a diferentes consecuencias dependiendo del tipo de fluido y de la formación de interés a explotar; determinar la caída de presión óptima a manejar se hace necesario para extraer la mayor cantidad de petróleo con la mejor relación costo-beneficio.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

1.1 Localización

El campo la Cira-Infantas (Figura 1) está ubicado en la parte central de la antigua concesión de mares, al oriente del río Magdalena y al sur del río Sogamoso, abarcando un área de 160 kilómetros cuadrados y a 22 kilómetros de Barrancabermeja, municipio de Santander. Este campo, ubicado sobre el valle medio del río Magdalena se encuentra a $7^{\circ}04'n$, $73^{\circ}47'w$, cerca de 250 km del norte de Bogotá, capital de Colombia.

Geológicamente el campo la Cira-Infantas está ubicado en la sección central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, el cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el terciario. La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en el campo abarca rocas desde el pre-cretáceo hasta el oligoceno; el mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del pleistoceno descansan discordantemente sobre el oligoceno hacia el occidente de la Cira (Sanderson, 1951).

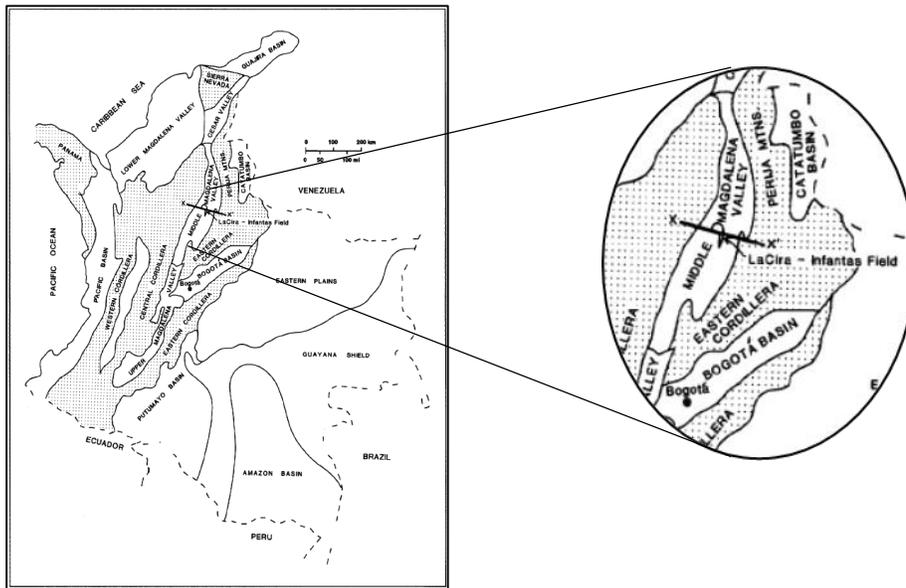


Figura 1. Cuencas sedimentarias de Colombia mostrando la localización del Campo La Cira Infantas.

1.2 Reseña Histórica Del Campo

El campo La Cira Infantas, fue el primer gran hallazgo petrolero en el territorio colombiano y el más grande hasta el descubrimiento de Caño Limón en 1984.

Los yacimientos, están divididos estratigráficamente por zonas, correspondientes a las zonas A, B, C y D; las cuales están subdivididas individualmente y caracterizadas de acuerdo a sus propiedades.

Tanto en La Cira como en Infantas, se inicia con una producción por flujo natural para luego dar paso a la inyección con gas como mecanismo de mantenimiento de presiones hasta aproximadamente 1970, año en el cual se suspende toda actividad para este tipo de recobro. Entre 1946 y 1949 se da paso a la inyección de agua a través de siete pozos de La Cira con el fin de presurizar el yacimiento, ya en 1957 la Forest Oil Corporation da inicio a la ejecución de un proyecto de recobro secundario a través de inyección de agua para un área inicial de 180 acres, formada por 17 modelos de 5 puntos, 24 inyectoros y 18 productores, para una tasa de inyección de 1000 BWIPD por cada pozo, este proyecto fue denominado “Primer Desarrollo” y dio pie para la ejecución de proyectos posteriores formados por patrones que rodeaban el área del primer programa.

Inicialmente, la producción e inyección en el campo estaban dadas a través de las arenas A y B, las cuales prometían un buen factor de recobro y, por la arena C se producía en menor proporción en el sector norte de Infantas. Actualmente el proyecto se enfoca en la producción e inyección a través de la zona C del campo, apoyado en diferentes desarrollos tecnológicos como la utilización de sartas selectivas en inyección para evitar los problemas de canalización que se venían presentando anteriormente.

En 1940 se alcanza el máximo potencial del campo La Cira Infantas, con una producción de 62000 BOPD, para luego caer hasta su mínimo alcanzado de 5000 BOPD en el año 2006. A partir de este momento, Oxy de Colombia entra como socio de Ecopetrol para incrementar la producción hasta un máximo de 40 000 BOPD, el 65% de la producción máxima alcanzada en 1940.

1.3 Geología

1.3.1 Modelo estratigráfico del campo La Cira-Infantas.

El Campo La Cira-Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, por lo tanto su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectónico-sedimentarios que le han impreso su morfología actual. En la figura 2 se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
T E R C I A R I O	MIOCENO	REAL	
		COLORADO	
	OLIGOCENO	MUGROSA	
	EOCENO	ESMERALDAS	
		LA PAZ	
	DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
	PALEOCENO	LISAMA	
C R E T A C E O	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO		
	SANTONIANO	L A L U N A	GALEMBO
	CONIACIANO		PUJAMANA
	TURONIANO		SALADA
	CENOMANIANO		
	ALBIANO	SIMITI	
	APTIANO	TABLAZO	
	BARREMIANO	PAJA	
		ROSABLANCA	
VALANGINIANO	TAMBOR		
JURASICO	GIRON		
PREMESOZOICO	BASAMENTO		

Figura 2. Columna estratigráfica general para la cuenca del Valle Medio del Magdalena, fuente: Ecopetrol, El Centro1273.

1.3.2 Secuencia pre cretáceo.

- **Basamento**

Las rocas más antiguas expuestas en la Cordillera Central y el Macizo de Santander incluyen gneis, anfibolitas y rocas meta-sedimentarias polimetamorfizadas de edad proterozoico tardío y rocas metasedimentarias de edad devónico a cámbrico. Estas rocas cristalinas fueron la fuente de sedimentos durante las fases de cuenca de antepaís y cuenca intramontana.

- **Formación Girón**

Debido al carácter discordante angular de la secuencia cretácea, la cual se hace más espesa hacia el occidente del campo y se adelgaza hasta estar ausente en el oriente, los pozos perforados hacia el extremo oriental del campo pasan directamente del terciario a la formación girón. Es la más antigua de las unidades sedimentarias perforadas en el campo y yace discordantemente sobre el basamento; está compuesta por areniscas rojizas y limolitas intercaladas. Ésta formación fue perforada por los pozos La Cira.

1.3.3 Secuencia cretácea.

En contacto paraconforme con la secuencia pre-cretácea y en algunas partes en contacto fallado, esta secuencia se vuelve más espesa hacia el occidente del campo. Las formaciones que la conforman de base a tope son:

- **Formación Los Santos-(Tambor)**

Descansa paraconforme sobre las capas rojas del jurásico. Las areniscas, de base a tope de la unidad, fueron depositadas en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltáicas e intramareales. Fue perforada por los pozos La Cira-1796 e Infantas-1613 donde se reporta como formación Arcabuco.

- **Formación Cumbre**

Está compuesta por lodolitas y areniscas depositadas en ambientes de mareas. No se presenta en el área de influencia del campo La Cira - Infantas.

- **Formación Rosablanca**

Fue depositada en una plataforma de carbonatos, está localizada en el costado occidental de la cuenca sedimentaria del cretáceo temprano. Está compuesta por carbonatos y evaporitas. Fue perforada por los pozos La Cira-1085 e Infantas 1613, en éste último tiene un espesor aproximado de 900 pies. Tiene una relación estratigráfica transicional con la unidad inferior.

- **Formación Paja**

Consiste de shales negros ligeramente calcáreos delgadamente laminados los cuales son ocasionalmente micáceos y limosos. Hacia la base, la formación contiene concreciones de calizas y venas de calcita y las capas de calizas se vuelven más abundantes a medida que nos acercamos a la formación Rosablanca. Esta formación es fácilmente reconocida por ser una espesa secuencia de shales entre las calizas de la Formación Rosablanca y Tablazo.

Su espesor en el pozo Infantas-1613 es de aproximadamente 500 pies y parece haber sido depositada en un ambiente de aguas más profundas que la formación Rosablanca.

- **Formación Tablazo**

Consiste de calizas masivas, shales calcáreos y margas, con predominio de las calizas hacia el tope de la formación. Las calizas son café a café oscuro y grises, densa y dura, en algunos horizontes contiene pirita. En el pozo Infantas-1613 alcanza un espesor de aproximadamente de 800 pies. Esta formación se considera una roca fuente excelente y su potencial como roca almacenadora se

limita a la permeabilidad de fracturas. La formación es gradacional con la formación Simití que la suprayace.

- **Formación Simití**

La formación consiste principalmente de shales y ocasionalmente de calizas y areniscas. La parte alta de la formación está compuesta principalmente por shales grises no calcáreos a ligeramente calcáreos, en algunas partes se encuentran escamas de pescados. Hacia la base de la formación el color del shale cambia a pardo y pardo grisáceo, igualmente el contenido de limo aumenta y ocasionalmente aparecen capas de shale calcáreo con algunas areniscas calcáreas de grano muy fino y glauconita. En el pozo Infantas-1613 esta formación alcanza un espesor de 2100 pies. A 400 pies por encima de la base de esta formación se encontró un horizonte calcáreo que produjo muestras de aceite de 44° API, razón por la cual fue correlacionado a través de la secuencia cretácea con el nombre de Intrasimití.

- **Formación La Luna**

Es el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesto de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Los miembros Galembó y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El miembro Pujamana consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos, mostrando fósiles de gasterópodos y escamas de pescado localmente. El miembro Salada fue probado productor por el pozo Infantas 1625.

- **Formación Umir**

Esta unidad litoestratigráfica está compuesta principalmente de lodolitas grises depositadas principalmente en frentes de playa y bahías, intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas con potencial almacenador pobre. Esta unidad es de edad campaniano-maestrichtiano, y fue depositada durante un pulso regresivo. Esta unidad es demasiado arcillosa y apretada, razón por la cual no muestra la existencia de aceite. En el campo solo se encuentra presente hacia el extremo suroccidental del campo, pero ningún pozo, de los que llegaron al cretáceo, la perforaron en su espesor total.

1.3.4 Secuencia terciaria.

Esta secuencia está compuesta por unidades siliciclásticas y descansa en discordancia angular sobre la secuencia Cretácea. Las formaciones que la componen de base a tope son:

- **Formación Lisama**

Esta unidad estratigráfica no está presente en el área de influencia del campo la Cira Infantas.

- **Grupo Chorro (zona D)**

Bajo este nombre, en la nomenclatura del Valle Medio del Magdalena, se consideran las formaciones La Paz y Esmeraldas. En el área del campo La Cira-Infantas, la información geológica regional muestra que estas formaciones no se desarrollaron tal como están descritas en su localidad tipo, presentándose únicamente una secuencia de lutitas de color gris claro a verdoso intercaladas con algunos pobres desarrollos de areniscas, que podrían corresponder de acuerdo con su posición

estratigráfica a la formación Esmeraldas. No existe información bioestratigráfica para validar exactamente la edad de estos depósitos.

En el área del Campo La Cira-Infantas se considera que el grupo Chorro no es de carácter productivo dado que presenta un escaso desarrollo de arenas, excepto en Infantas donde el pozo Infantas 1274 reporta producción de facies arenosas de esta unidad.

Operacionalmente estos depósitos se denominan zona D y presentan un espesor variable entre 300 y 700 pies, dependiendo del control paleogeográfico. Algunos pozos reportan hacia la base de esta zona la presencia de un nivel conocido en el Valle Medio del Magdalena como “*Toro Shale*”. Debido a su carácter arcilloso y al espesor promedio de 500 pies aproximadamente, se considera que esta unidad sirve de roca sello para los prospectos cretáceos definidos en este proyecto.

- **Formación Mugrosa**

Esta formación yace concordantemente sobre la formación Esmeraldas. Consiste de areniscas depositadas en canales fluviales de sistemas “*bedload*” y “*mixload*”, depósitos de “*overbank*”, y lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. Esta unidad incluye operacionalmente dos zonas almacenadoras: la más superior es la zona B, (Arenas 13, Arenas La Cira y Arenas 47) y la inferior es la zona C, separada por intervalos de lodolitas. En el área La Cira, la formación Mugrosa presenta un espesor aproximado de 1800 pies

Se le ha asignado a la formación Mugrosa una edad Oligoceno Inferior a Medio; su contacto con la infrayacente zona D es concordante. La mayor parte de la producción del campo proviene de esta formación y, en especial de la Zona C.

- **Formación Colorado**

Esta formación está compuesta por lodolitas rojas, grises y púrpura, masivas, interestratificadas con areniscas de grano fino y se depositó en ambiente fluvial. El espesor promedio perforado para la formación Colorado en el campo la Cira es de 1500 pies y se tiene producción en las unidades operacionales conocidas como zona A (Arenas 58 y 116) y zona B Superior (Arenas 244). En el área de la Cira-Infantas el ambiente de sedimentación para la formación Colorado es de tipo fluvial (meandriforme) con una edad que abarca desde el oligoceno superior hasta mioceno inferior, presentando un contacto concordante con la infrayacente formación Mugrosa. Al tope de esta formación se puede diferenciar una unidad compuesta de shales carbonáceos, duros, ocasionalmente calcáreos con delgadas intercalaciones de arenisca de grano fino, y que aflora en el flanco noroccidental del anticlinal de La Cira. A esta unidad, perteneciente a la formación Colorado se le ha denominado La Cira Shale; aunque en alguna literatura también se le conoce como Horizonte Fosilífero de La Cira, debido a la presencia de bivalvos de agua salobre y dulce.

2. ANTECEDENTES

2.1 Métodos de recobro del campo

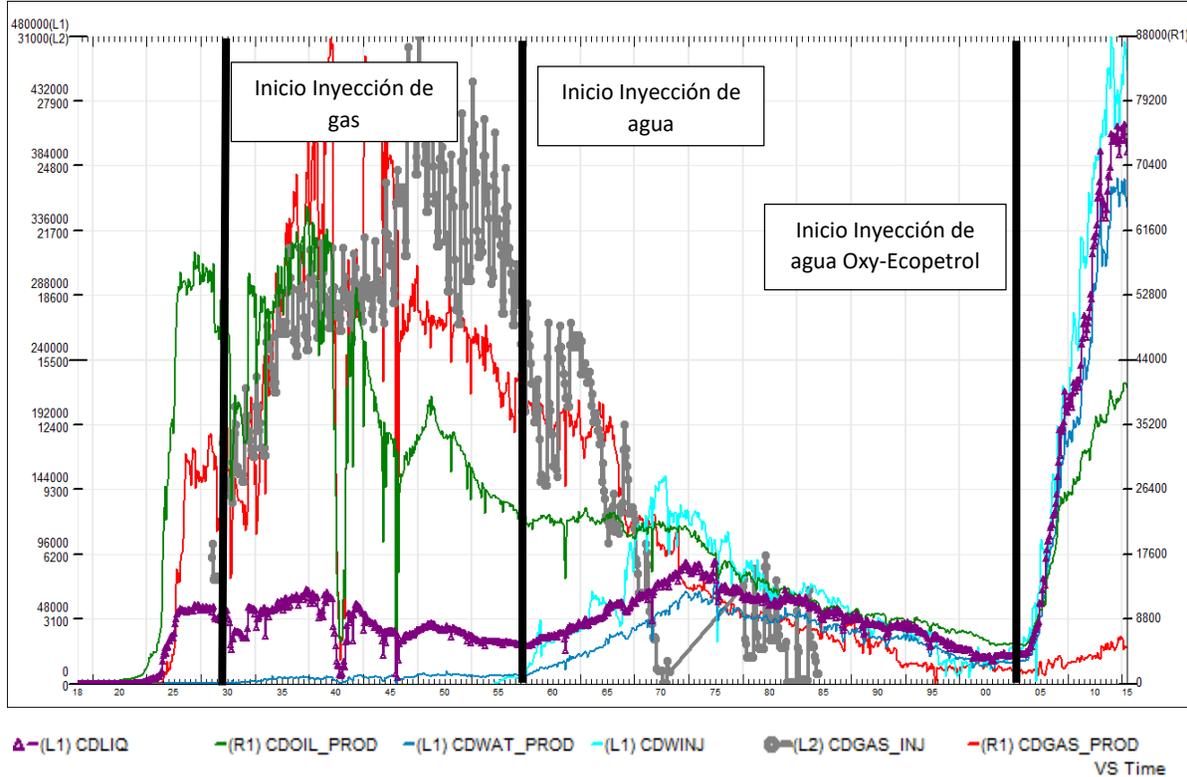


Figura 3. Producción histórica del campo La Cira Infantas, fuente: DSS, Occidental de Colombia.

2.1.1 Inyección de gas

A mediados de los años 30 se comenzó con la inyección de gas en el campo LCI concentrados en la parte alta de las estructuras de Infantas y La Cira, debido a que los resultados obtenidos no fueron los esperados la inyección de gas (Figura 4) se detuvo dando paso al inicio de la inyección de agua como método de recobro del campo.

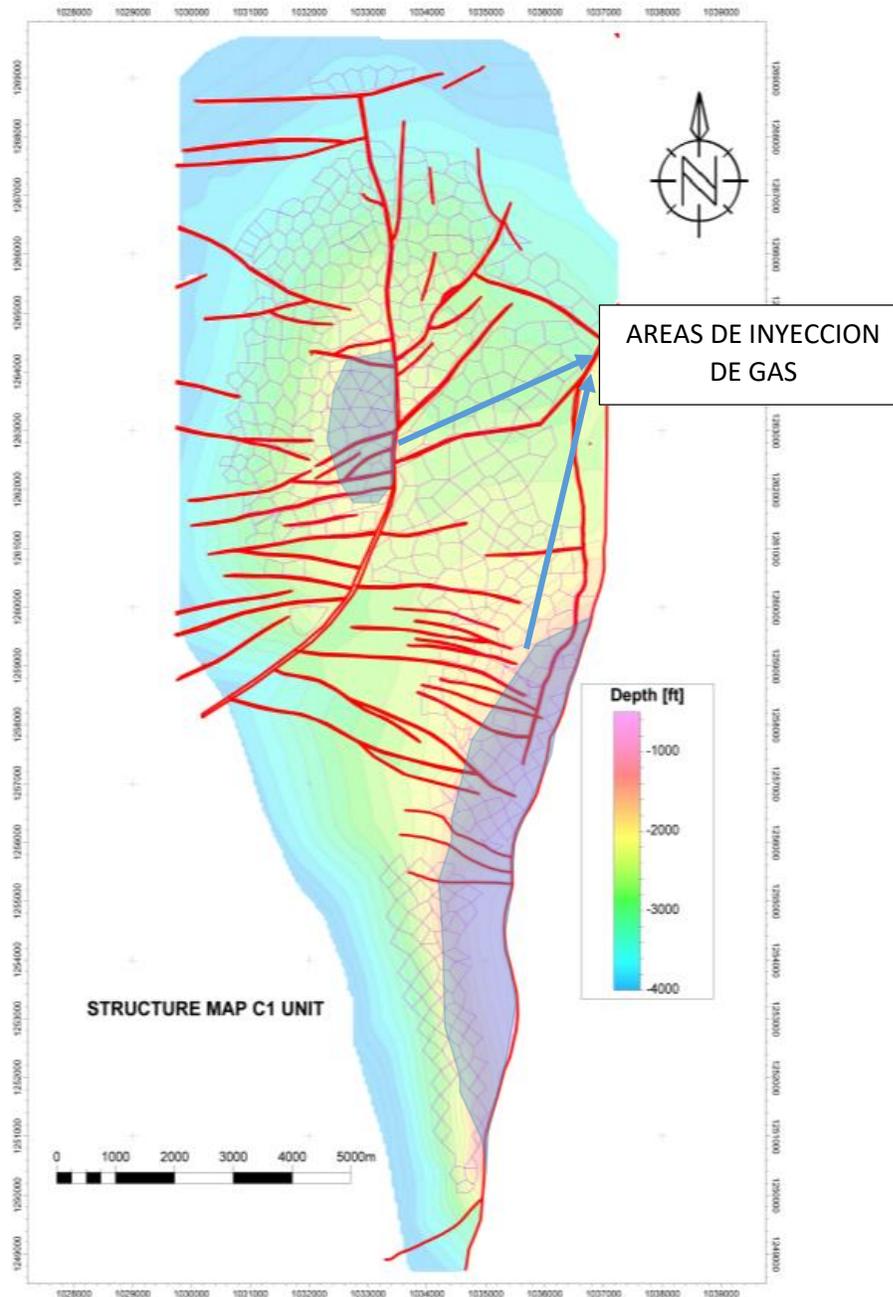


Figura 4. Mapa de la zona de inyección de gas.

2.1.2 Inyección de Agua

La inyección de agua es el proceso de recuperación secundaria más ampliamente utilizado hoy en el mundo, desde el año 1880 se ha reconocido la inyección de agua como un potencial para mejorar el recobro de hidrocarburos. Sin embargo, las experiencias de campo no se tuvieron sino hasta 1930 cuando varios proyectos de inyección fueron iniciados, y no fue sino hasta cerca de los años

50 que comenzó el auge de este proceso de recuperación. La inyección de agua es la responsable de una amplia fracción del aceite producido hoy en el mundo.

Las principales razones por las cuales la inyección de agua es el proceso más exitoso y de mayor aplicación en el mundo son la disponibilidad general del agua, el bajo costo comparado con otros líquidos de inyección, la facilidad para inyectar agua en la formación, y la alta eficiencia de desplazamiento del agua sobre el aceite.

El recobro de aceite debido a la inyección de agua puede ser determinado en cualquier tiempo en la vida de un proyecto por inyección de agua, si los siguientes factores son conocidos.

Aceite “*in-situ*” al inicio de la inyección de agua

El aceite existente al inicio de la inyección de agua es una función del volumen poroso a ser inundado y de la saturación de aceite. Para que un proyecto de inyección sea exitoso se requiere que suficiente aceite esté presente en el yacimiento, el cual forme un banco que se mueve a través de la formación hacia los pozos productores, gracias al desplazamiento que le induce el agua inyectada. El aceite existente al inicio de la inyección de agua puede ser estimado mediante la siguiente ecuación.

$$N = \frac{7758 Ah S_o \phi}{B_o}$$

Donde:

A = Área a ser inundada, acres.

h = Espesor neto, pies.

Φ = Porosidad, fracción.

S_o = Saturación de aceite al inicio de la inyección de agua, fracción.

B_o = Factor volumétrico de formación al inicio de la inyección de agua, RB/STB.

Si se conoce el aceite existente en el yacimiento al inicio de la inyección de agua se puede realizar una predicción exacta del funcionamiento o la interpretación del comportamiento de la inyección.

Factor de recobro

Cuando una cierta cantidad de agua es inyectada en el yacimiento, se necesita calcular la cantidad de aceite que se desplazará en la región invadida por el agua inyectada, así como la cantidad de aceite que se recuperará en los pozos productores, por lo cual se necesita estimar la eficiencia de recobro de la inyección de agua.

La eficiencia de recobro se puede definir como la fracción de aceite inicial recuperado del yacimiento. Esta variable puede ser analizada en términos de la eficiencia de desplazamiento (E_D),

la eficiencia de barrido areal (E_A) y la eficiencia de barrido vertical (E_l), como se muestra a continuación:

La ecuación para la estimación del factor de recobro, es definida como la multiplicación de la Eficiencia de desplazamiento multiplicada por la eficiencia volumétrica como se puede observar en la siguiente ecuación:

$$FR = E_D * E_V$$

Donde:

FR = Factor de recobro, fracción

E_V = Eficiencia de barrido volumétrica, fracción.

E_D = Eficiencia de desplazamiento, fracción

La eficiencia volumétrica (E_V), está definida en términos de la eficiencia de barrido areal y la eficiencia de barrido vertical, y está dada por la siguiente ecuación:

$$E_V = E_A * E_l$$

Finalmente el factor de recobro queda definido como la multiplicación de las tres eficiencias, la de desplazamiento, la areal y la vertical. La ecuación para la estimación del factor de recobro está dada mediante la siguiente expresión matemática:

$$FR = E_D * E_A * E_l$$

Donde:

FR = Factor de recobro, fracción

E_V = Eficiencia de barrido volumétrica, fracción.

E_D = Eficiencia de desplazamiento, fracción.

E_A = Eficiencia de barrido areal, fracción.

E_l = Eficiencia de barrido vertical, fracción.

2.2 Patronamiento del campo

Como se habló en el inicio, el modelo de inyección de agua comenzó entre 1946 y 1949 a través de siete pozos donde se inyectó agua en la zona C, con el propósito de presurizar el yacimiento.

Luego se inició el proyecto “primer desarrollo” con la Forest Oil Corporation, dando inicio a un modelo de inyección de 5 puntos, con 17 modelos correspondientes a 24 pozos inyectoros y 18 productores.

AREA	AÑO DE INICIO	PATRÓN DE INYECCIÓN
3E	1965	Líneas Alternas
4-5-6	1969	7 puntos
02	1969	Líneas Alternas
07	1970	7 puntos
LCN	1971 - 1982	Periférico / 5 puntos

Tabla 1. Historia del patronamiento del campo La Cira Infantas.

Actualmente, se trabaja bajo el modelo de 7 puntos invertidos (Figura 5), indicando 5 o 6 pozos productores en relación a un pozo inyector, tal como se muestra en la siguiente figura:

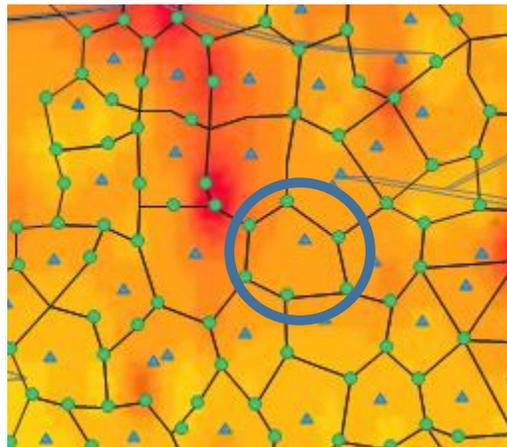


Figura 5. Patronamiento actual del campo LCI (Siete puntos invertidos).

2.3 Profundización de bombas

Diversas profundizaciones se han hecho en la zona sur del campo, en donde para la mayoría de los pozos se diseñó desde su completamiento inicial la posición de la bomba entre perforados o por debajo. Esto se puede apreciar en la figura 6, donde se tiene la distancia entre la posición de succión de la bomba y la base de perforados del pozo.

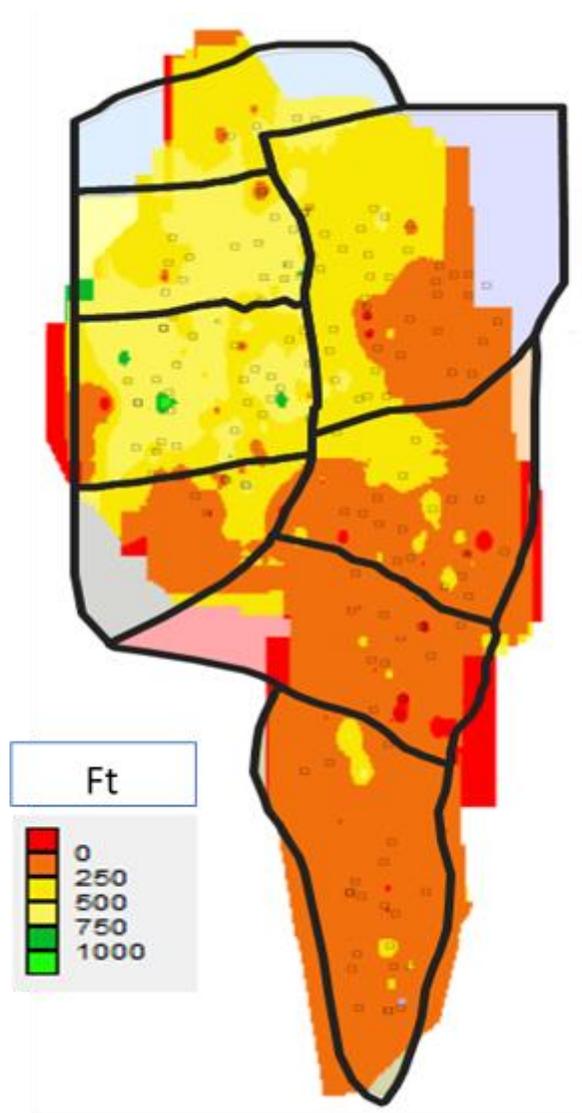


Figura 6. Mapa de espesor entre la base de perforados y la posición de la bomba antes de iniciar el proyecto actual de profundización.

Estas profundizaciones se deben a que en la parte sur del yacimiento, la producción de sólidos no es tan crítica como en la parte norte, a pesar de que la parte sur de la estructura es más somera y que geológicamente se espera que la formación sea menos consolidada; esta baja producción de sólidos se debe al estado actual de la inyección en las respectivas áreas.

En la figura 7 podemos apreciar que el proceso de inyección es más maduro en la parte norte de la estructura con respecto a la parte sur. Diferentes estudios demuestran que las altas saturaciones de agua debilitan el cemento de la roca y facilita el arrastre de los sólidos por la velocidad del fluido.

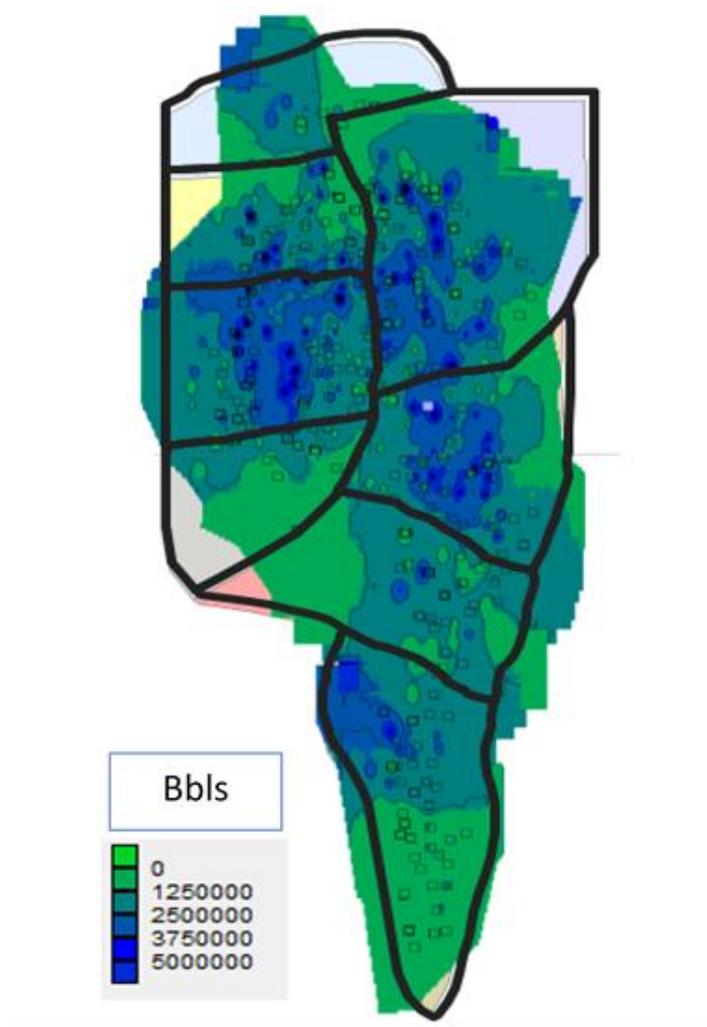


Figura 7. Mapa De Inyección de Agua Acumulada.

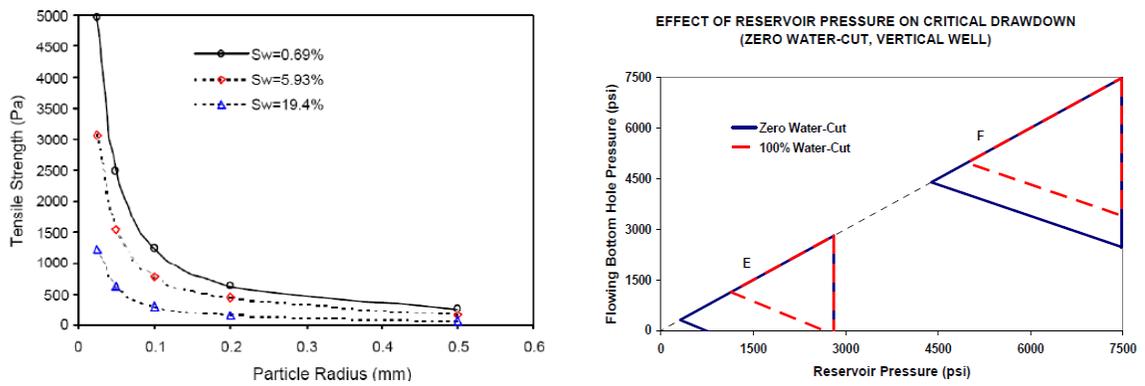


Figura 8. Efecto de la saturación de agua en los esfuerzos tensiles de la roca y la presión de fondo crítica.

En la figura 8 se observa que a medida que la saturación de agua aumenta los esfuerzos tensiles de la roca disminuyen generando una reducción en la CBHP (presión mínima para la cual no produciría sólidos el yacimiento), esto deja una ventana de caída de presión reducida disminuyendo la producción del pozo.

Debido a las condiciones anteriores las profundizaciones en la parte norte de la estructura representan un mayor reto gracias a las condiciones actuales en que se lleva el proceso de inyección.

3. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Actualmente el campo LCI cuenta con 1403 pozos activos de los cuales 976 son productores, el sistema de levantamiento artificial que más predomina es el bombeo mecánico seguido por el PCP, ESP y ESPPCP.

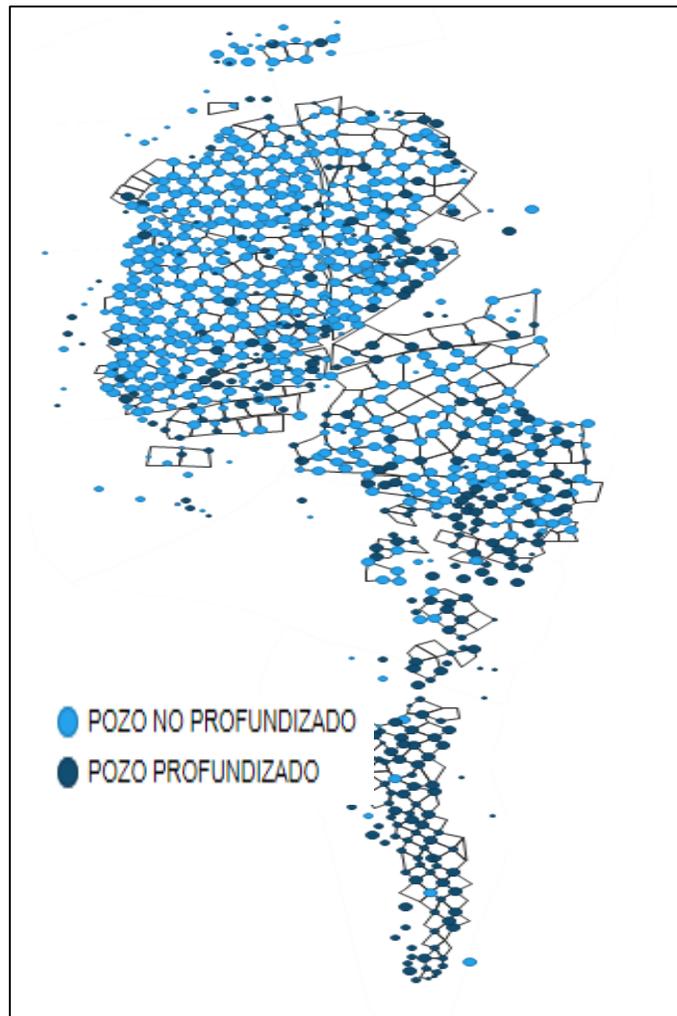
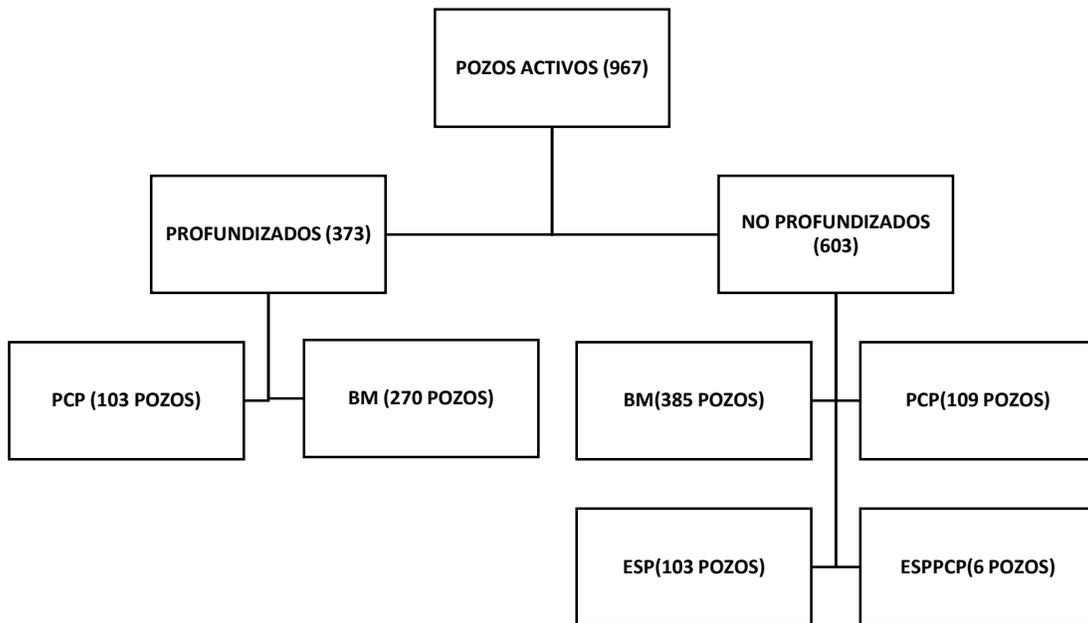


Figura 9. Pozos actuales del campo.

Anteriormente el campo LCI había realizado profundizaciones de bombas concentrado en las áreas de Infantas Central y Sur (Figura 9), teniendo un total de 373 pozos profundizados todos con sistema de levantamiento en BM y PCP; con lo cual se tiene todavía un potencial de pozos significativos por optimizar.

Los grandes retos que enfrenta LCI para la profundización de bombas es la producción de sólidos, el proceso de recobro (Inyección de agua), y los pozos con ESP o ESPPCP; esto hace necesario la implementación de una metodología que asegure el éxito de las optimizaciones a realizar.

En el siguiente diagrama se muestra la cantidad de pozos actuales en el campo con su respectivo sistema de levantamiento artificial, cuáles de ellos han sido profundizados (posición de la bomba por debajo del punto medio de perforados) y el gran potencial de pozos (no profundizados) en los cuales hay la oportunidad de aumentar su proceso de extracción.



4. PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LCI

La producción de arena es uno de los problemas más comunes en la ingeniería de producción y en ocasiones es causa principal para el abandono de un pozo. Debido a las condiciones de perforación en las que se encuentra un pozo, es imposible no producir arena, pero si es posible producirla controladamente (de tal forma que los equipos sufran el menor daño posible) y darle un manejo adecuado para la producción exitosa del pozo.

En el campo La Cira Infantas, la producción de arena es un asunto que se presenta a diario, los servicios de pozo o “well services” (Figura 10) son muy comunes para la limpieza de arena y cambios de equipos de subsuelo. El problema preocupa a los ingenieros de producción, ya que no

sólo se incurre en gastos (cambio de equipo por daños por arena, el costo del servicio, etc) sino que también se expresa en menor productividad del pozo, lo que conlleva igualmente a asuntos económicos.



Figura 10. Limpieza de arena, fuente: modelo analítico para la estimación del arenamiento de Pozos en LCI a Partir de Mediciones de Campo.



Figura 11. Barril roto debido a la erosión con arena, fuente: reporte de fallas Occidental de Colombia.

Existen diferentes causas que originan el arenamiento en los pozos, en gran parte se debe a la madurez del yacimiento y a la geología del mismo. En sí, La Cira Infantas se encuentra en una zona geológica de areniscas con poca compactación y además está conformado por una serie de yacimientos maduros depletados a los cuales se les está haciendo una recuperación secundaria por inyección de agua.

4.1 Causas del arenamiento

- Debido a la etapa de vida en la cual se encuentra el yacimiento

Usualmente no existe data histórica de las arenas, y el enfoque está en pronosticar las condiciones bajo las cuales podría ocurrir la producción de arena. El riesgo es mayor cuando el pozo está en una etapa de declinación

- Condiciones geológicas del yacimiento

Condiciones típicas de roca, pozo y reservorio. Como se dijo anteriormente, el campo La Cira Infantas, es una zona geológicamente activa, además actualmente se están realizando los cañoneos en la zona C, zona de areniscas y con alta producción de arenas.

- Completamiento del pozo

Según su longevidad va ser un factor que influya en la producción. La Cira Infantas es un campo descubierto hace más de 60 años y con proyecciones de aproximadamente 20 años más. Es un campo antiguo, el cual ha pasado por un proceso de recobro por gas y actualmente por inyección de agua, con más de 2000 pozos perforados y más de 1000 activos.

5. SELECCIÓN DE PARÁMETROS

Para desarrollar una metodología de análisis se comenzó por definir todos los parámetros que permitieran identificar las condiciones del pozo y del patrón de inyección; y a partir de estos parámetros poder evaluar cuáles son las condiciones óptimas de operación en cuanto a la posición de la bomba y la presión de fondo con las cuales podría trabajar el pozo.

Para esto hemos seleccionado de diferentes áreas de la ingeniería (yacimientos, ALS y operaciones) los distintos parámetros a tener en cuenta.

5.1 Parámetros ALS

Dentro de los parámetros a tener en cuenta del levantamiento artificial son:

1. Tiempo de vida del pozo “*run life*”: Indica el tiempo de vida que tiene el pozo entre fallas, e indirectamente dará a conocer que tan problemático es el pozo en el campo.

2. Tipo de levantamiento artificial: Se debe tener muy en cuenta cual es el tipo de levantamiento del pozo, ya que para cada uno se tienen recomendaciones específicas debido a las configuraciones en fondo, de esta manera, aumentando en complejidad se tiene: BM, PCP, ESP y ESPCP.
3. Capacidad del levantamiento artificial: Como al momento de realizar una profundización se incrementa la caída de presión del pozo y por ende se aumenta la producción de fluidos totales, debemos asegurar que el SLA del pozo sea capaz de llevar a superficie la nueva producción del pozo, teniendo como restricción en BM Y PCP, una producción máxima en promedio de 1200 BFPD.
4. Distancia entre perforados: Se debe asegurar que el intake del SLA no quede enfrente de un perforado para evitar posible “jetting” o grandes caídas de presión en un intervalo específico.

5.2 Parámetros de Yacimiento

Dentro de los parámetros que se deben tener en cuenta al realizar una profundización están:

1. Corte de agua: El corte de agua es una relación en porcentaje de cuanto produzco de agua con respecto a la producción de fluidos totales, y es una medida indirecta de cuanto es la saturación de agua cerca a la cara del pozo, siendo este un indicio del proceso o madurez de avance del frente de inyección de agua en el pozo.
2. Presión de burbuja: Es un parámetro con mucha incertidumbre tanto a nivel areal como vertical pero que debe considerarse, ya que la presión de fondo o también llamada BHP no debe estar por debajo de la presión de burbuja pues se podría bloquear el flujo de aceite cerca a la cara del pozo por la aparición de la saturación de gas.
3. Eficiencias de barrido vertical y areal: Como en la LCI se tiene un proceso de inyección y las propiedades del yacimiento son muy heterogéneas, existen preferencialidades de inyección tanto a nivel vertical como areal en el patrón, en el cual se debe asegurar que un aumento de “drawdown” en un pozo no corresponda a la pérdida de soporte en algún pozo productor vecino.
4. IWR: Este parámetro también conocido como índice de vaciamiento, es un balance de materia del patrón, que brinda un análisis de cómo está el proceso de inyección, este valor debe ser idealmente 1.

$$IWR = \frac{\text{Inyección de agua en el patrón (BWIPD)}}{\text{Producción alocada al patrón (BFPD)}}$$

5.3 Parámetros Operacionales

Dentro de los parámetros operacionales a tener en cuenta son:

1. Tope de arena encontrado: Este es el tope de sucio encontrado y reportado en cada intervención con el cual se da indicio de posibles intervalos que están aportando mayor producción de sólidos y que tan crítico es el pozo. Dependiendo del tope encontrado encontraremos restricciones o la viabilidad de realizar o no una profundización.
2. Desviaciones altas “*dog leg*”: Si el pozo tiene un “*dog leg*” alto es una restricción, ya que la tubería de producción debe poder pasar por el revestimiento.
3. Bolsillo del pozo “*rathole*”: Bolsillo del pozo en el cual los sólidos pueden ser depositados, como medida para pozos no arenosos, este debe ser un mínimo de 150 ft.
4. Condición del “*liner*” o “*casing*” de Producción: Como en LCI se tienen pozos con más de 30 años en funcionamiento, el revestimiento de producción en muchos casos no se encuentra en las mejores condiciones.

6. INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN

Una vez identificados los parámetros se procedió a determinar cuál sería el incremental de fluidos asociado a la profundización de bombas, lo cual se hizo mediante el método analítico de Vogel.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Donde q_o es la rata de flujo correspondiente a una P_{wf} a evaluar, P_r es la presión en el yacimiento existente en el momento de interés y $q_{o\max}$ es la rata de flujo correspondiente a una $P_{wf}=0$ (AOF). El trabajo de Vogel puede ser extendido a casos donde simultáneamente además de la producción de crudo hay producción de agua, reemplazando la rata adimensional por $q_L/q_{L\max}$ y donde $q_L=q_o+q_w$. Se ha probado que el método da buenos resultados hasta con pozos que producen un 97% de agua. Para la aplicación del método se requiere conocer:

- Presión promedio de yacimiento.
- Presión de burbuja del yacimiento.
- Los resultados de una prueba de flujo estabilizada.

Actuales													Ajustadas Finales				
QI	%BSW	Q OIL	FLAP (ft) ACTUAL	Pr	Pwf	Draw Down	IPR w	PERF Top	PERF Base	UBICACION BOMBA	INTAKE	INTAKE SUPUESTO	BFPD Final	Qw	Qo	Bsw	Qo inc
124	51.0%	61	247	801	284	517	0.12	3,890	4,618	NO PROFUNDIZADO	3,806	4,254	162	84	78	52.00%	17
400	82.0%	72	227	560	260	300	1.09	3,512	4,121	NO PROFUNDIZADO	3,430	3,817	637	535	102	84.00%	30
20	1.0%	20	165	250	182	68	0.00	4,111	4,761	NO PROFUNDIZADO	4,126	4,436	42	1	41	3.00%	21
280	87.0%	36	352	470	278	192	1.27	3,348	3,900	NO PROFUNDIZADO	3,325	3,624	572	509	63	89.00%	26
120	82.0%	22	156	232	131	101	0.98	3,592	3,848	NO PROFUNDIZADO	3,566	3,720	195	164	31	84.00%	10
320	85.0%	48	276	480	231	249	1.09	2,604	3,035	NO PROFUNDIZADO	2,553	2,820	518	451	67	87.00%	19
16	80.00%	3	137	190	165	25	0.52	2,724	3,230	NO PROFUNDIZADO	2,723	2,977	78	64	14	82.00%	11
500	90.0%	50	88	265	145	120	3.76	3,605	4,032	NO PROFUNDIZADO	3,567	3,819	824	758	66	92.00%	16
115	80.0%	23	107	215	148	67	1.38	2,462	2,908	NO PROFUNDIZADO	2,441	2,685	251	206	45	82.00%	22
20	10.0%	18	54	140	112	28	0.07	3,120	3,420	NO PROFUNDIZADO	3,035	3,270	48	6	43	12.00%	25
163	90.10%	16	-	130	92	38	3.87	2,570	2,972	NO PROFUNDIZADO	2,556	2,771	279	257	22	92.10%	6

Tabla 2. Hoja de cálculo del estimado de producción con la nueva posición de la bomba.

En la tabla 2 se observa la data de entrada que corresponde a las casillas con encabezado de color azul, donde se introduce la data de producción junto con la presión de yacimiento y de fondo, y de esta manera se obtiene el incremental de producción, que corresponde a las casillas con encabezado de color verde.

Como la mayor incertidumbre se encuentra en la presión promedio de yacimiento, para no sobreestimar o subestimar incrementales de producción, la P_{yac} fue ajustada siguiendo algunos criterios que acercan el incremental de producción esperado al valor más acertado.

$$Q_{ideal\ del\ pozo} = \frac{BWIPD\ INYECTOR\ 1}{\# DE\ POZOS\ DEL\ PATRON\ 1} + \frac{BWIPD\ INYECTOR\ 2}{\# DE\ POZOS\ DEL\ PATRON\ 2} + \frac{BWIPD\ INYECTOR\ 3}{\# DE\ POZOS\ DEL\ PATRON\ 3} \dots$$

La ecuación anterior nos da una medida de cuál debería ser el caudal ideal del pozo dependiendo del número de pozos productores del patrón y el número de inyectores de los cuales el pozo productor a evaluar recibe soporte.

Por ultimo calculamos la P_{yac} a partir de pruebas de niveles estáticas del pozo, llevamos el nivel de fluido a una presión estática, que si bien este valor no representa la presión promedio de cada capa, nos da un aproximado de la unidad con mayor presión.

Para pasar el nivel de fluido a presión se calcula el gradiente del fluido a partir del corte de agua.

$$Gradiente\ de\ fluido = 0.433 * \left(\frac{W_{cut}}{100}\right) + 0.38 * \left(1 - \left(\frac{W_{cut}}{100}\right)\right)$$

$$P_{yac} = \left(\left(\frac{Tope + Base}{2} \right) - Posicion\ de\ la\ bomba + FLAP_{estatico} \right) * Gradiente\ de\ fluido$$

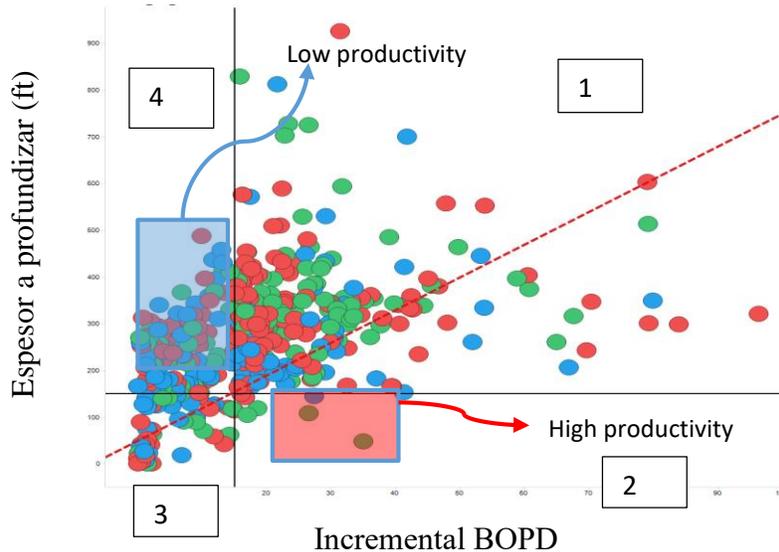


Figura 12. Distancia a profundizar vs incremental en BOPD.

En la figura 12, se puede apreciar 4 zonas: Pozos con alto incremental y alta profundización (zona 1), pozos con alto incremental baja profundización (zona 2), pozos con bajo incremental baja profundización (zona 3) y pozos con bajo incremental alta profundización (zona 4).

Los pozos encontrados en la zona 1 y 2 son pozos que podrían ejecutarse como capex ya que el incremental de aceite asociado a estos pozos paga el costo de la intervención, la zona 3 y 4 se podrían realizar de manera opex esperando la falla del pozo.

Como se va a aumentar la caída de presión, y la movilidad del agua en la mayoría de los casos es mucho mayor que la de aceite, se espera un incremento del corte de agua de los pozos, por tanto, dentro del estimado de producción final se consideró un aumento del 2 % en el corte de agua con el que venía trabajando el pozo, para así obtener resultados mucho más acertados.

7. CORRELACION DE PARAMETROS DE YACIMIENTO Y OPERACIONALES PARA DETERMINAR ZONAS CRÍTICAS A PROFUNDIZAR

Para poder correlacionar e identificar las posibles zonas en las cuales la profundización de bomba no sería tan viable o requieren de un mayor detalle de estudio, se realizó el mapeo de diferentes parámetros operacionales y de yacimiento junto con la identificación de pozos problema, con el objetivo de identificar estas zonas críticas. Para esto hemos mapeado parámetros como “drawdown”, Producción de Fluidos, Presión de Burbuja, Inyección de agua acumulada e intake;

además de la identificación de pozos que en el año en promedio aportaran más de 300 ft de arena, casing colapsados, y pozos arenados en el año 2015-2016.

7.1 Mapa de caída de presión “drawdown”

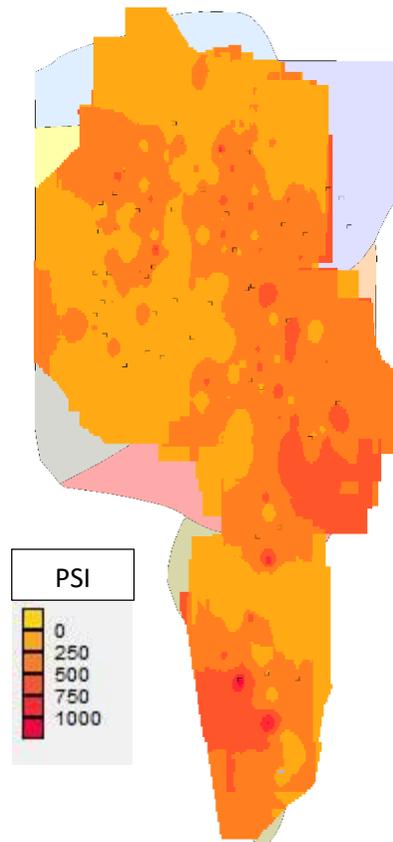


Figura 13. Mapa de caída de presión.

Para la construcción de este mapa se utilizó los índices de productividad de los pozos junto con la última prueba de fluidos reportada para el pozo.

$$IP = \frac{BFPD}{(Pyac - Pwf)}$$

$$Drawdown = (Pyac - Pwf)$$

$$Drawdown = BFPD/IP$$

Esta caída de presión puede ser sobreestimada o subestimada dependiendo del nivel de acierto que se tenga en el índice de productividad del pozo, además esta caída de presión es calculada a nivel de pozo más no a nivel de unidad.

7.2 Mapa de producción de fluidos

Este mapa se creó a partir de la última prueba de fluido reportada para el pozo, con la finalidad de determinar si altas velocidades de arrastre presentes en la formación hacen que la producción de sólidos sea mucho mayor para el pozo.

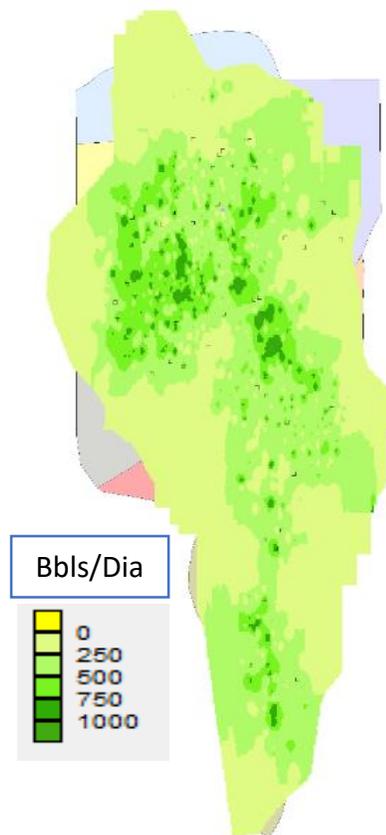


Figura 14. Mapa de producción de fluidos totales.

7.3 Mapa de inyección de agua acumulada

En este mapa se tiene los barriles de agua inyectada acumulada en toda la historia del campo LCI, tanto la inyección vieja como del proceso de inyección que inicio en el 2005 entre Oxy – Ecopetrol. El mapa se creó con el objetivo de mirar cuales han sido las zonas con mayor inyección de agua

en las cuales el cemento de la formación haya sido debilitado debido a los altos volúmenes de agua.

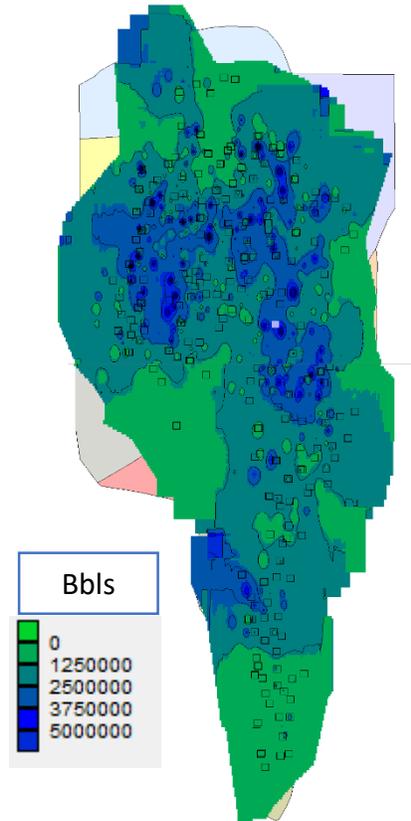


Figura 15. Mapa de inyección acumulada de agua.

7.4 Mapa de presión de burbuja

En la LCI existe incertidumbre en este parámetro ya que varía demasiado tanto a nivel areal como a nivel de unidad, Teniendo a la fecha cinco PVT'S recientes con diferencias marcadas en el comportamiento de fluidos.

PVT	POZO	FECHA	TVDss, ft	Temp, °F	GOR, scf/stb	API	Pb, psia	Bo @Pb
1	USCO 1	enero-14	-3299	119	344	28.5	1530.7	1.179
2	USCO 2	noviembre-14	-2250	115	39	28.9	143.7	1.054
3	USCO 3	octubre-15	-1608	119	43.9	30.5	201.7	No Reportado
4	USCO 4	marzo-16	-2754	110	67	23.2	435	1.053
5	USCO 5	marzo-16	-3278	120	82	23.2	585	1.083

Tabla 3. Caracterización de fluidos mediante análisis PVT.

LCI es un yacimiento subsaturado que comenzó con una presión de burbuja aproximada de 1500 psia, como el yacimiento tuvo un depletamiento inicial por producción primaria, las condiciones del fluido variaron dependiendo de la extracción localizada en algunas áreas y al soporte de inyección en algunos sectores a comienzos de 1950.

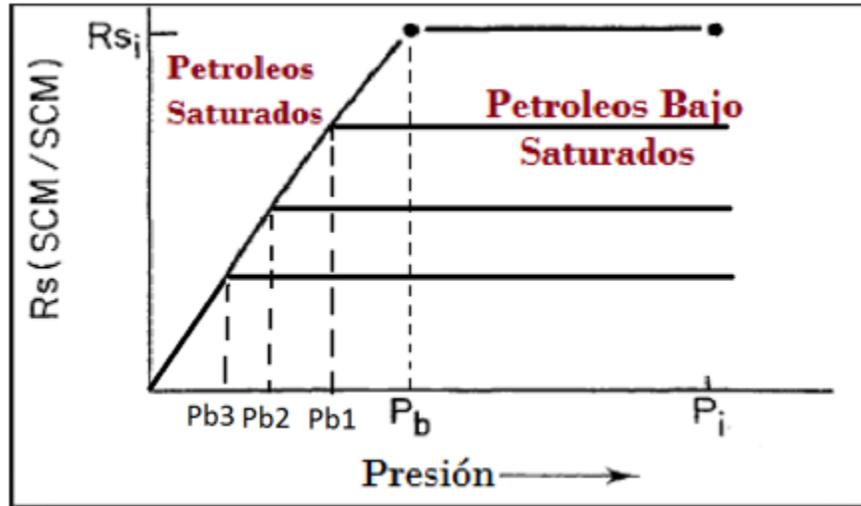


Figura 16. Comportamiento de la solubilidad del gas en función de la presión.

En la figura 22, a medida que la presión promedio de yacimiento va disminuyendo, este adquiere una nueva presión de burbuja. A partir de esta teoría se realizó un balance de materia para obtener una presión promedio de acuerdo a la metodología presentada por (I. C. Okoro and S.E. Okojie, 2007).

$$N \left[\overset{\approx 0}{(B_o - B_{oi})} + \overset{\approx 0}{(R_{si} - R_s)B_g} + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{oi}(1 + m) \frac{(S_{wi}C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \Delta P \right]$$

$$\underbrace{\approx N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g + W_p B_w}_{\text{Extraction}} - \underbrace{W_e - (G_{inj} B_{ginj} + W_{inj} B_{winj})}_{\text{Inyección}}$$

Ecuación de balance de materia

Como los cambios en las propiedades de fluidos son tan pequeños se consideran despreciables, además al ser un yacimiento subsaturado y volumétrico, no tiene presencia de capa de gas ni intrusión de agua por lo cual la ecuación se ve reducida a la siguiente expresión.

$$N \left[B_{oi}(1 + m) \frac{(S_{wi}C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \Delta P \right]$$

$$\approx N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g + W_p B_w - (G_{inj} B_{ginj} + W_{inj} B_{winj})$$

Extracción – Inyección = –Acumulación

Ecuación reducida de balance de materia

Si derivamos la ecuación con respecto al tiempo tenemos:

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} \approx \frac{-Net\ Voidage}{N \left[B_{oi}(1 + m) \frac{(S_{wi}C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right]} \quad K \propto \frac{1}{N \left[B_{oi}(1 + m) \frac{(S_{wi}C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right]}$$

Como se tiene incertidumbre en parámetros como la S_{wi} y las compresibilidades tanto del fluido como de la roca, se agrupan en un parámetro llamado k . A partir de esto se dividió el yacimiento en diferentes zonas (Figura 17) dependiendo del inicio de la inyección, el estado o velocidad del proceso, y zonas con alta producción de gas.

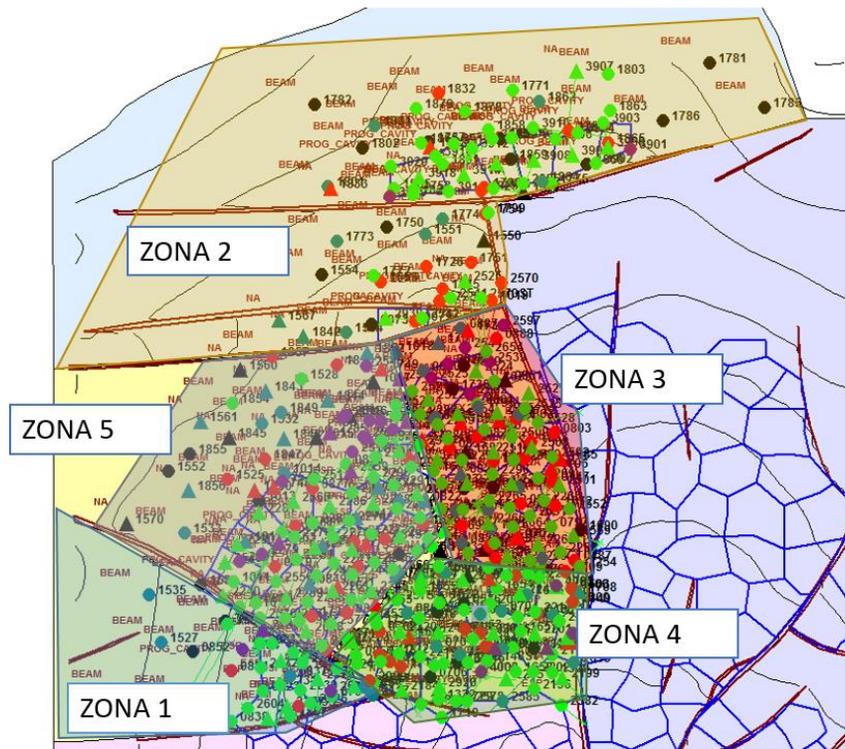


Figura 17. Mapa subdivisión de zonas Cira Norte.

Para cada zona se reúne la data de producción e inyección de toda la historia del campo (Figura 18), junto con presiones estáticas de los pozos y MDT's disponibles para ajustar el factor K del cual se tiene incertidumbre (Figura 19).

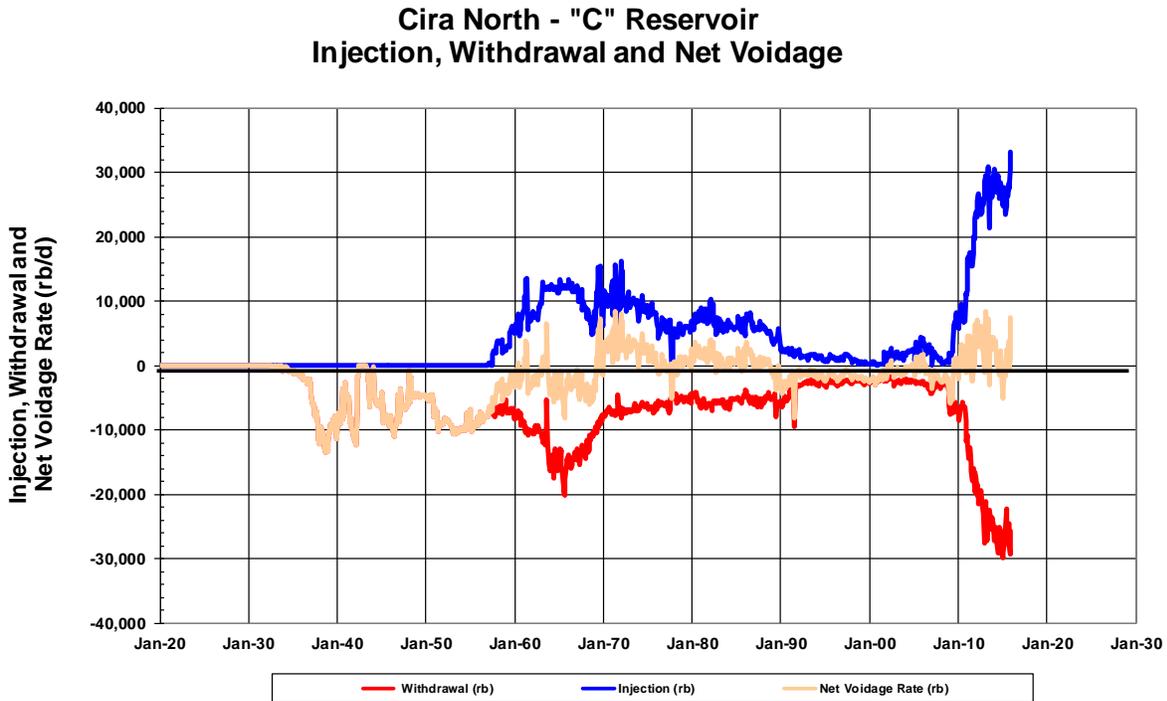


Figura 18. Data Inyección – Extracción.

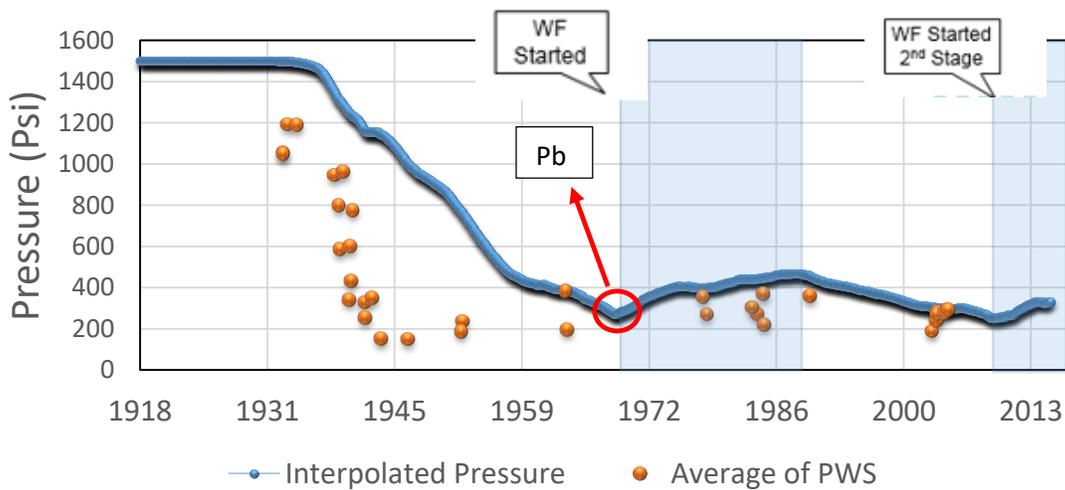


Figura 19. Ajuste de la presión de yacimiento calculada a través de la historia de producción.

Una vez realizado este proceso para todas las zonas se obtiene una presión de burbuja promedio para cada área, como paso siguiente se realiza un mapa de contorno obteniendo el resultado mostrado en la figura 20.

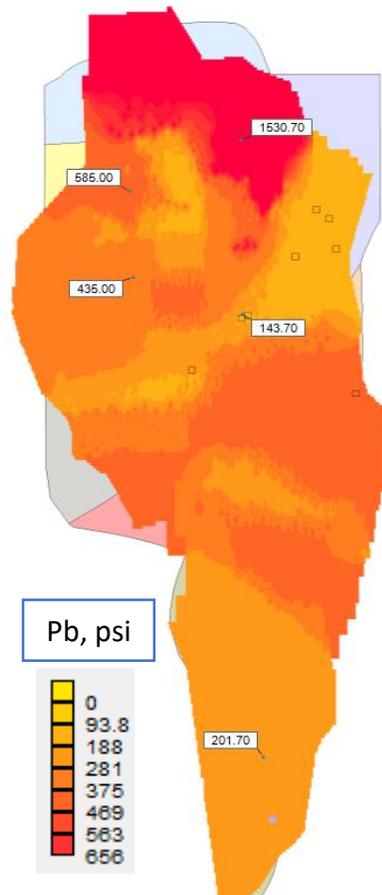


Figura 20. Mapa de presión de burbuja.

7.5 Identificación de pozos problema

Para la Identificación de pozos problema se tomaron en cuenta pozos que tuvieran daño en el “casing”, pozos que aportaran gran cantidad de sólidos y pozos arenados en los años 2015-2016 (Figura 21).

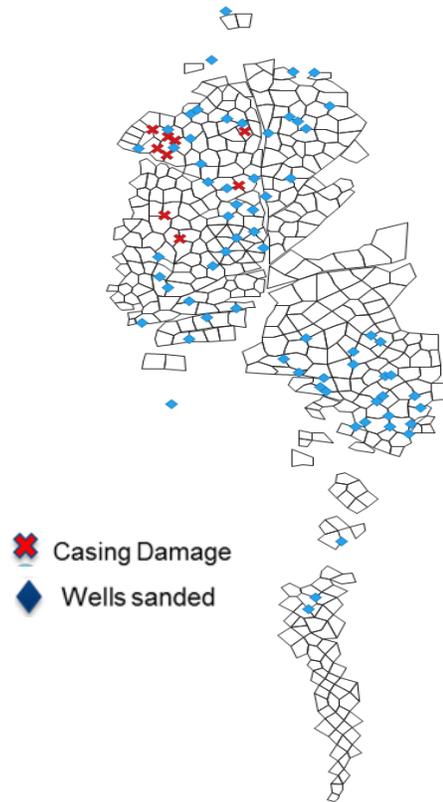


Figura 21. Pozos con “casing” colapsado y pozos arenados 2015-2016.

Normalmente la producción total de sólidos es la suma de los sólidos depositados en el fondo del pozo más la producción de sólidos que son llevados hasta superficie (Figura 22), en LCI este control de producción de sólidos en superficie no se lleva a cabo para todos los pozos y se realizan pruebas muy puntuales en periodos largos de tiempo por lo cual dificulta el monitoreo de producción de sólidos en los pozos. Debido a esto, solo podemos hacer seguimiento al historial del tope de arena encontrado en cada intervención.

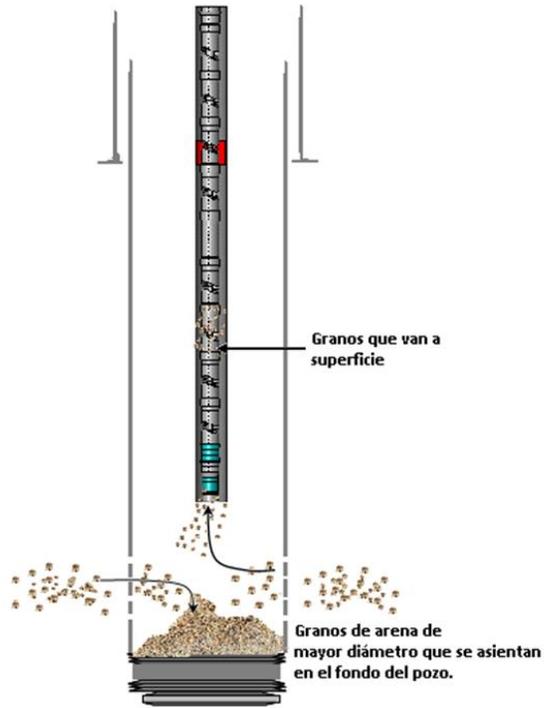


Figura 22. Esquema de la producción de arena viajando en el fluido de producción, fuente: Modelo analítico para la estimación del arenamiento de pozos en LCI a partir de mediciones de campo.

Para tomar condiciones actuales del pozo se decidió solo tener en cuenta las intervenciones realizadas desde el 2012 en adelante, con el objetivo de sacar un promedio anual del aporte en pies (ft) de arena del pozo (Figura 23).

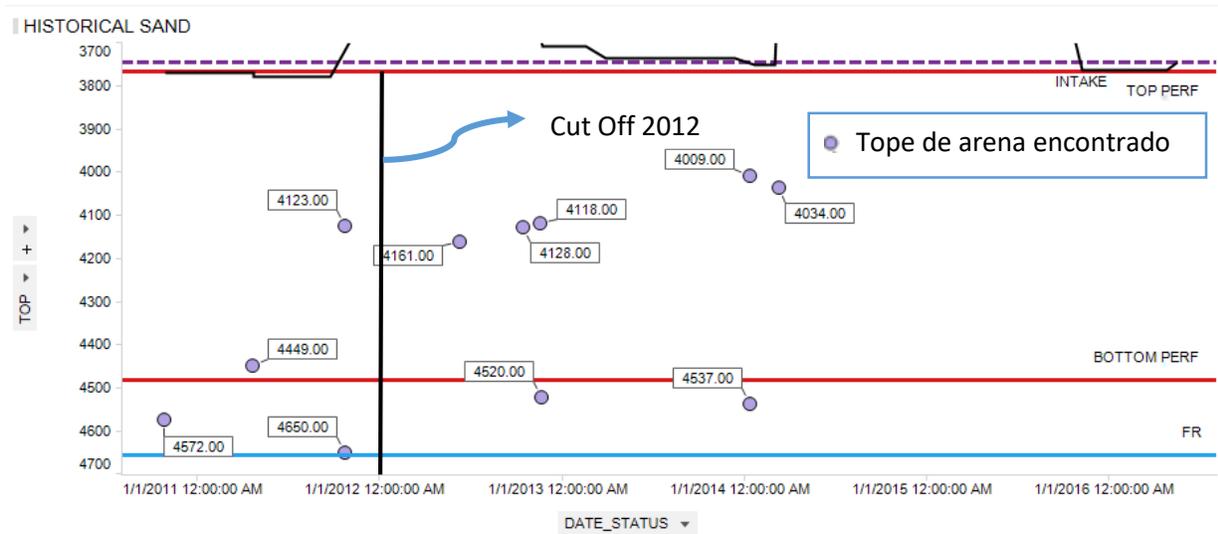


Figura 23. Historial del tope de arena encontrado en cada intervención para el pozo USCO 6.

Para calcular el aporte de arena de los pozos se tomó los pies de arena aportados en cada intervención, junto con el tiempo en el cual aporte esa cantidad de arena, esto para reportar los pies de arena aportados por año.

DATE_STATUS	TOP	ESPEJOR	SUMA DE ESPEJOR (ft)	TIEMPO DE APORTE (días)	PROMEDIO (ft/año)
3/12/2014 0:00	4034	646	3253	869	1366.334868
1/13/2014 0:00	4537	143			
1/11/2014 0:00	4009	671			
11/20/2012 0:00	4520	160			
11/18/2012 0:00	4118	562			
10/15/2012 0:00	4128	552			
6/11/2012 0:00	4161	519			
10/25/2011 0:00	4650	NA			

Fecha de intervención anterior a la última tomada, por lo cual su aporte no se tiene en cuenta.

Figura 24. Calculo de aporte de arena anual.

Una vez realizado este cálculo para todos los pozos obtuvimos la identificación de los pozos con mayor aporte de sólidos en cada intervención junto con el mapeo de esta producción de sólidos para todo el campo LCI.

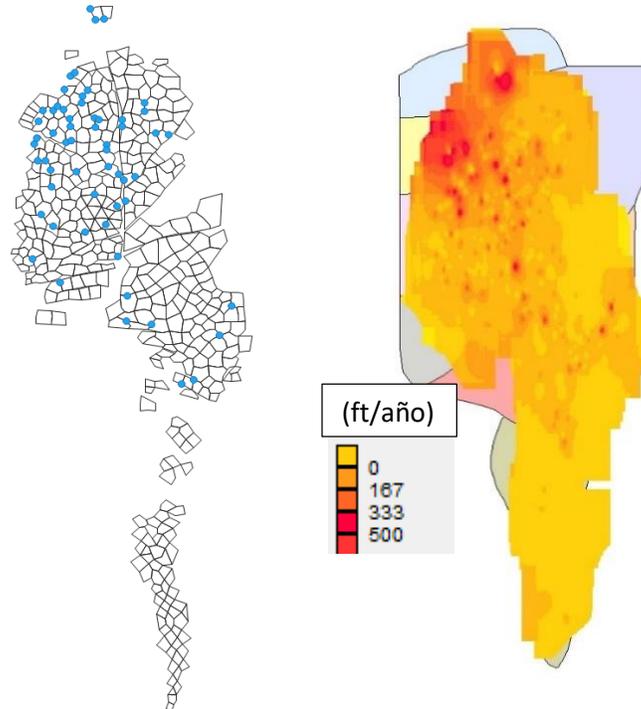


Figura 25. Pozos con aporte mayor a 300 ft de arena por año y mapa de producción de sólidos.

7.6 Identificación de posibles zonas críticas

Como la mayoría de las oportunidades a aumentar caída de presión se concentran en La Cira hemos concentrado nuestro esfuerzo por identificar las zonas en este yacimiento.

7.6.1 Cira Norte

En la figura 26, se observa que en la parte baja de la estructura existe una producción alta de sólidos junto con pozos que presentan daño en el revestimiento, este al parecer se debe a altas tasas de fluido y grandes caída de presión. En la parte alta de la estructura Cira Norte 00 vemos que tiene una Pb muy alta lo cual se corrobora por la alta producción de gas y la mayoría de pozos tienen alta producción de sólidos en lo cual no se encuentra una posible explicación operacional y al parecer se debe a una condición geológica de la formación.

7.6.2 Cira Sur

Al parecer en Cira Sur (Figura 27) la alta producción de sólidos no está concentrada en una sola región como en Cira Norte (Figura 26), pero los pozos más críticos corresponden a la parte norte de la estructura correspondiendo a los altos volúmenes de agua inyectados, además cabe resaltar que muy posiblemente las velocidades de inyección en algunas arenas pueden ser los causantes del arenamiento.

7.6.3 Cira Este

En Cira Este (Figura 28) no es tan crítica la producción de arena comparado con las dos zonas anteriores, como recomendación se debe tener en cuenta que la parte norte de la estructura presenta una Pb alta, siendo esta una zona a tener cuidado al momento de realizar una profundización por los altos volúmenes de gas que se pueden presentar tanto en el sistema de levantamiento artificial como en la cara de la formación.

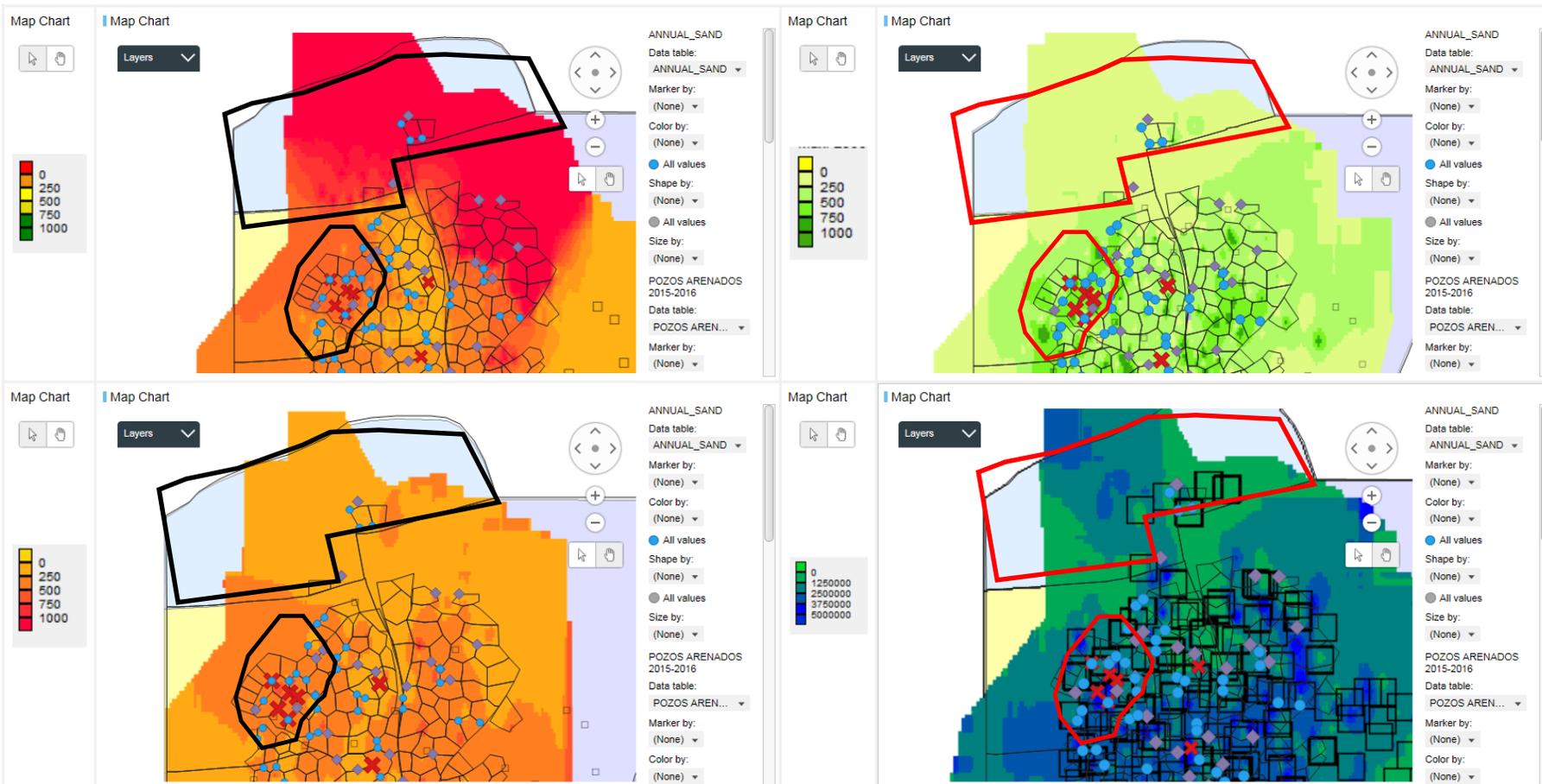
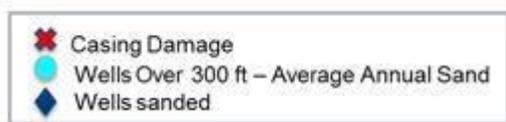


Figura 26. Identificación de zonas críticas Cira Norte.

✖ Casing Damage
● Wells Over 300 ft – Average Annual Sand
◆ Wells sanded

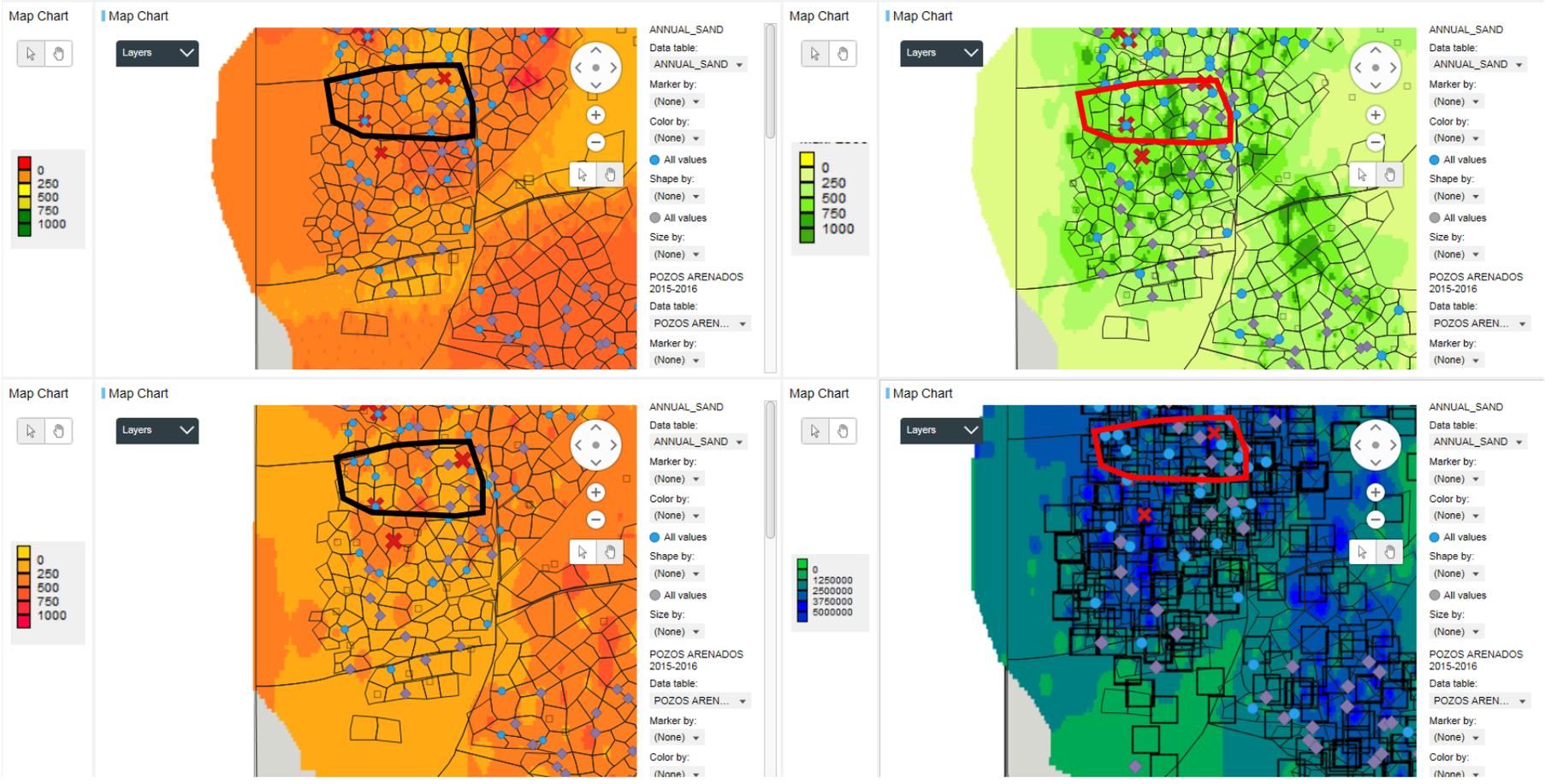


Figura 27. Identificación de zonas críticas Cira Sur.

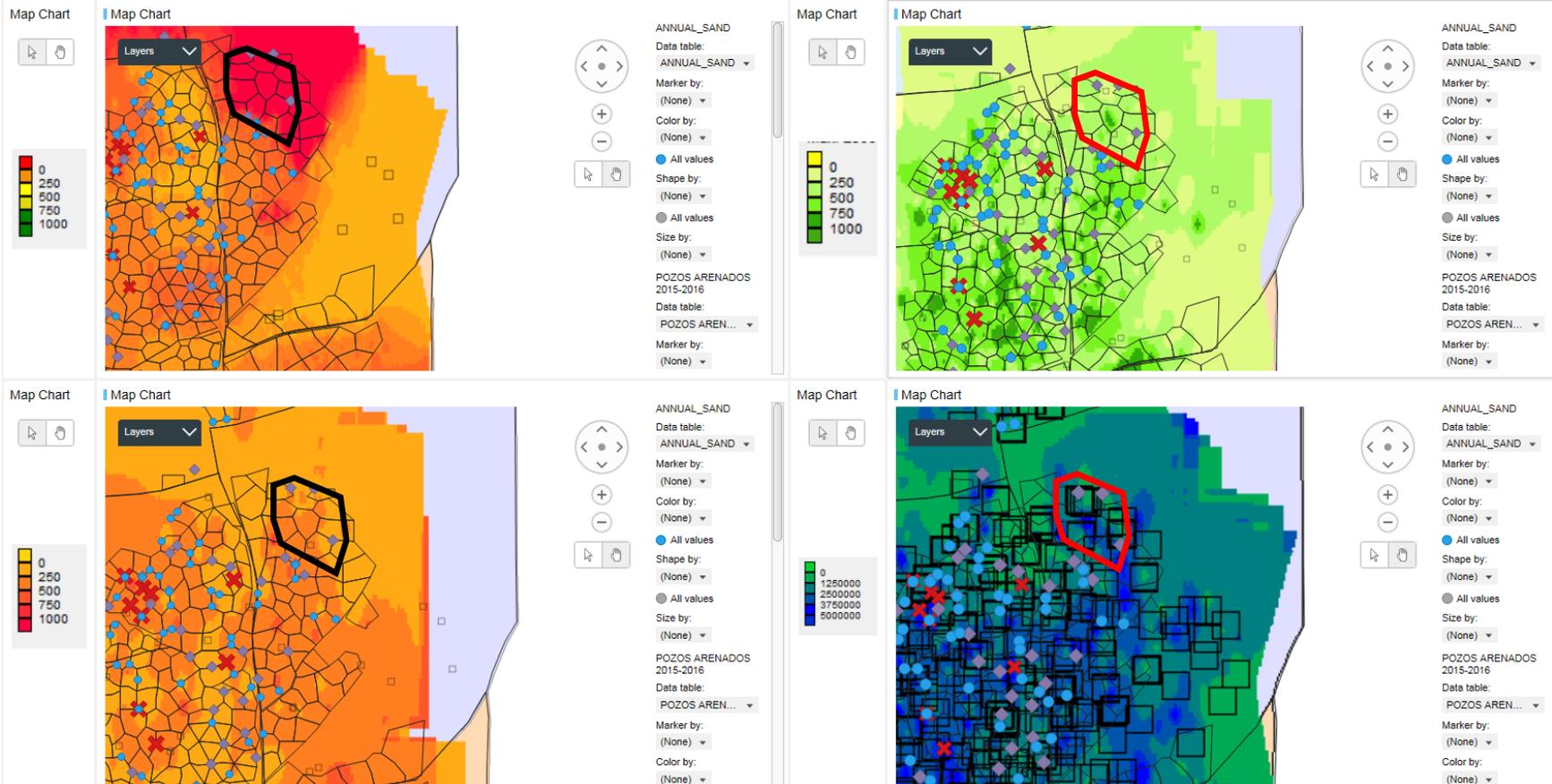
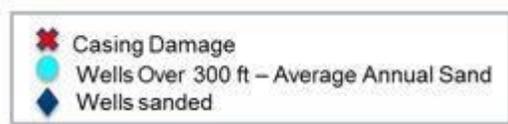


Figura 28. Identificación de zonas críticas Cira Este.

8. SELECCIÓN DE CANDIDATOS

Uno de los objetivos del proyecto es la selección de pozos candidatos a profundización de bombas, los cuales no representan ningún problema de producción de sólidos ni desbalance en el patrón de inyección. Para esto se tomaron en cuenta todos los parámetros mencionados anteriormente junto con la estimación de incrementales y las posibles zonas críticas identificadas.

Para la identificación de estos pozos se siguieron los siguientes pasos:

1. Se descartaron pozos arenosos categorizados por ALS junto con los pozos que aportaran más de 300 ft de arena anual.
2. Para los primeros candidatos se tuvieron en cuenta dos tipos de sistemas de levantamiento BM y PCP, ya que las ESP o ESPCP representan un mayor reto de estudio
3. Pozos que no presentaran cortes de agua mayor al 92% en las condiciones actuales, ya que este parámetro es una medida de la saturación de agua cerca a la cara del pozo y del proceso de madurez de la inyección.
4. Se aseguró que todos los pozos tuvieran soporte de inyección, ya que se debe garantizar un buen proceso de inyección y no un depletamiento del campo.
5. Los pozos debían tener un “*rathole*” mayor a 150 ft, ya que como vamos a producir más fluidos por ende vamos a producir más sólidos, y este bolsillo asegura un tiempo de vida del pozo mayor.
6. Ningún pozo debía estar en un patrón con un IWR menor a 0.8.
7. El incremental de fluido no debía superar los 1200 BFPD ya que los sistemas de levantamiento escogidos tenían una capacidad máxima de este caudal.

Todos los parámetros fueron reunidos en un solo programa para su respectivo análisis e identificación de los pozos candidatos tal como muestra la figura 29.

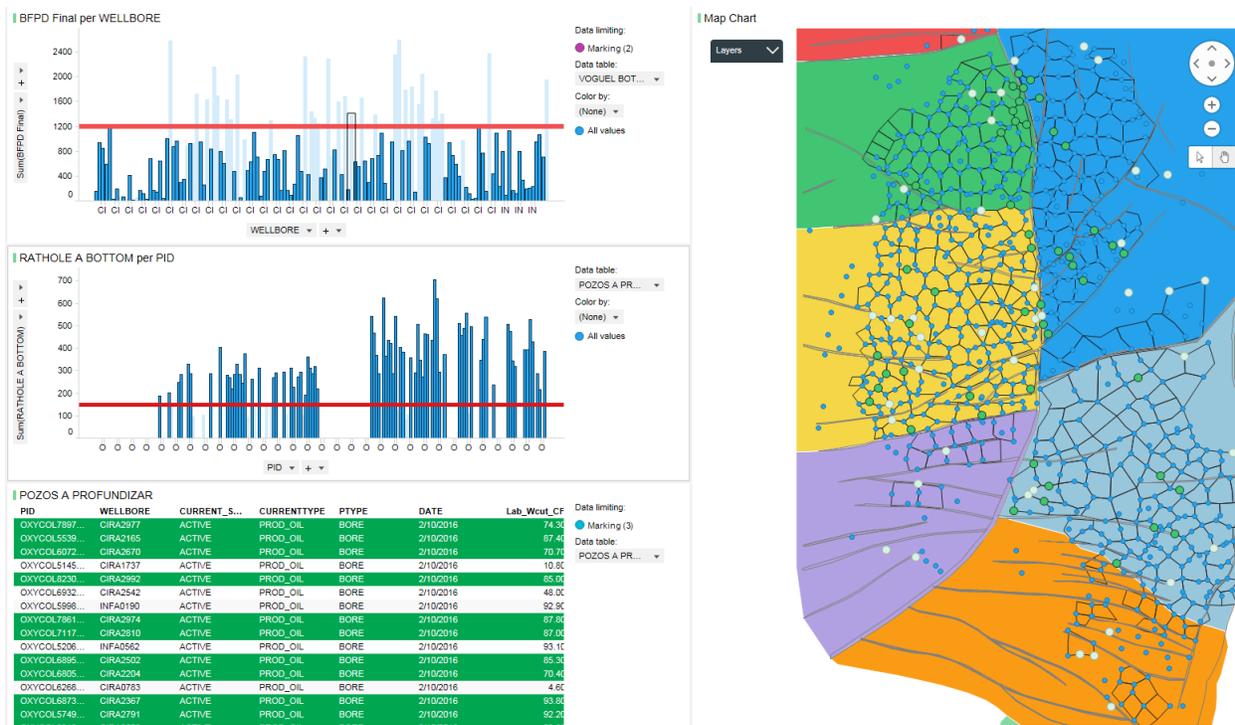


Figura 29. Spotfire creado para la realización del filtro de los primeros pozos candidatos.

Una vez identificados los primeros pozos candidatos, se agruparon todos los pozos en alguna categoría dependiendo de su viabilidad y/o algún tipo de inversión que se requiera realizar al momento de profundizar el pozo.

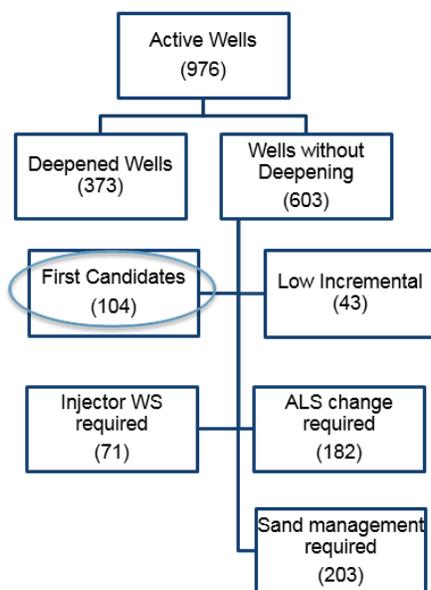


Figura 30. Categorización de los 967 pozos productores activos en LCI.

En la figura 30 se observa las distintas categorías para los pozos que no han sido profundizados:

- Primeros candidatos: Estos son los 104 pozos identificados, que al momento de profundizar la bomba no representan ningún problema tanto en el arenamiento del pozo como posible desbalance en el patrón o pérdida de soporte en productores vecinos.
- Pozos con bajo incremental: Estos son pozos que su profundización con respecto a punto medio de perforados no representan más de 150 ft a profundizar y su incremental de aceite es relativamente bajo. Estos pozos se deberían hacer por oportunidad.
- Pozos que requieren servicio de pozo en el inyector: Estos son pozos los cuales tienen inyectores asociados que presentan inyecciones por una sola unidad, canalizaciones o que están perdiendo inyectividad, por lo cual se debe garantizar el soporte de inyección a estos pozos para poder ver un incremental tanto de fluidos como de aceite.
- Pozos que requieren cambio en el sistema de levantamiento artificial: Estos son pozos que se caracterizan por tener una producción de fluidos bastante altas y cortes de agua muy altos, y que al momento de su profundización, el sistema de levantamiento no es capaz de producir el incremental de fluidos. Cabe resaltar que mucho de estos pozos pueden ser candidatos a aislamiento y su profundización sería viable ya que no requeriría ningún cambio en el sistema de levantamiento.
- Pozos que requieren control/manejo de la arena: estos son pozos con alta producción de sólidos o que constantemente están tapando perforados en sus intervenciones, por ende requieren de un aislamiento en la unidad productora de sólidos o de algún tipo de control o manejo de la arena.

9. HERRAMIENTA DE ANALISIS

Para el análisis de los pozos restantes se desarrolló en la tesis una herramienta de visualización que le permite al ingeniero analizar todas las variables a tener en cuenta para determinar la posición óptima de la entrada de la bomba. Para esto se creó la herramienta con el software Spotfire desarrollada por Tibco; en la cual se cuenta con dos ventanas de visualización, una para el análisis del pozo (Figura 31) y la última ventana para el análisis del comportamiento del patrón (Figura 32).

9.1 Ventana de análisis del pozo

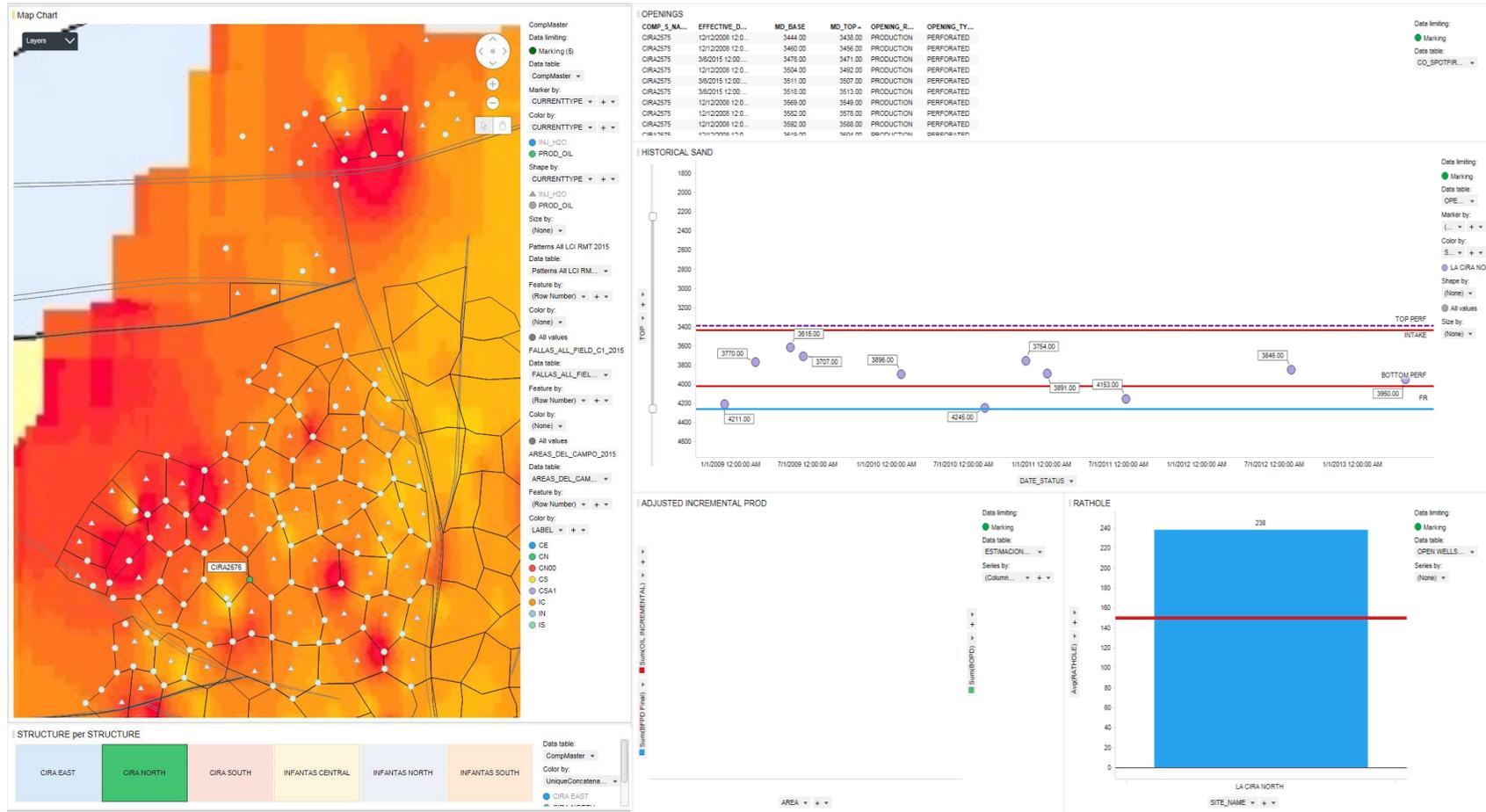


Figura 31. Ventana de visualización para el análisis del pozo.

Esta ventana (Figura 31) cuenta con:

- La ubicación de todos los pozos
- Mapa de producción de sólidos: Este mapa fue desarrollado a partir de los topes de sucio encontrado en cada intervención (Figura 25).
- Tope de sucio encontrado en cada intervención: La información requerida en este parámetro viene directamente de la base de datos de “OpenWells” reportada por el “company man” en cada intervención del pozo.
- Perforados abiertos a producción: Información obtenida de la base de datos de “Oracle” (Software de manejo de datos) de la empresa Occidental de Colombia.
- Bolsillo del pozo (rathole): Parámetro obtenido a partir de la diferencia entre el fondo real del pozo y la base de perforados.
- Clasificación del pozo: Realizado a partir de lo expuesto en el punto 8 de esta tesis (Figura 30).

9.2 Ventana de análisis del patrón

Esta ventana (Figura 32) cuenta con:

- Ubicación del pozo en los patrones
- Data de producción-inyección: Información obtenida de la base de datos de “Oracle” (Software de manejo de datos) de la empresa Occidental de Colombia.
- Niveles de Sumergencia de los pozos pertenecientes a los diferentes patrones
- Últimas pruebas de producción de los pozos pertenecientes a los diferentes patrones
- Cortes de agua de los pozos pertenecientes a los diferentes patrones
- Capacidad de flujo de cada unidad: Parámetro obtenido de la multiplicación de la permeabilidad junto con el espesor de formación.

9.3 Ventajas de la herramienta

Esta herramienta es de gran utilidad para el ingeniero debido a los siguientes beneficios:

- No requiere actualización ya que está conectada a la base de datos de la empresa.
- Ahorra en el uso de licencias en otro software como (Openwells).
- Consolida la información.
- Esta herramienta puede ser aplicada en otras unidades de negocios.

10. MATRIZ DE DECISIÓN

A partir de los parámetros identificados se creó una matriz de decisión clasificando las diferentes condiciones que se pueden encontrar dependiendo de su severidad en la cual la hemos categorizado de la siguiente manera: Bajo (representa el mínimo nivel de severidad), moderado, alto y crítico (representa el máximo nivel de severidad).

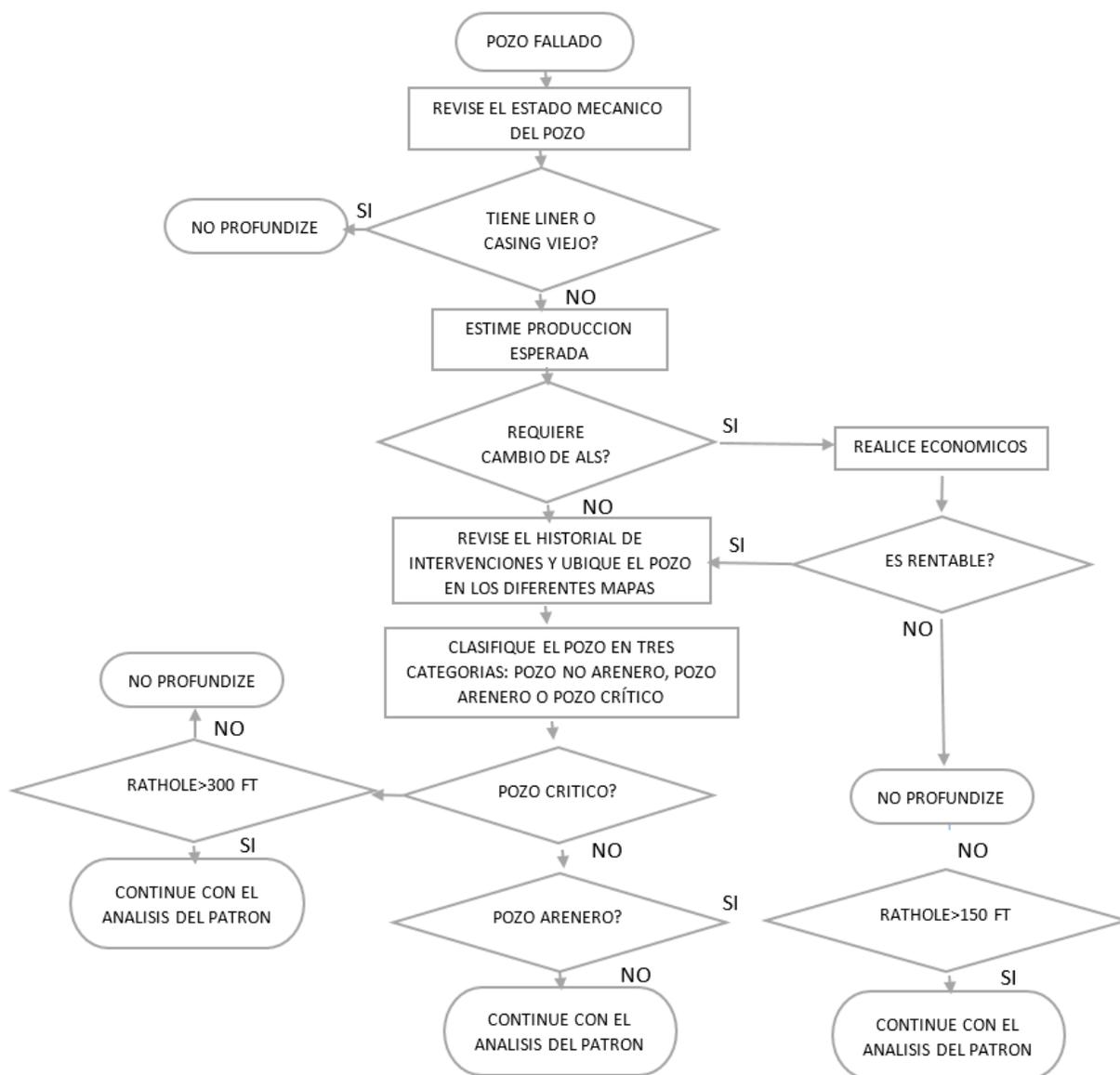
Parámetros	Severity			
	LOW	MODERATE	HIGH	CRITICAL
Bubble Pressure	<200 PSI	200-400 PSI	400-800 PSI	>800
Vertical Efficiency	>70%	70%-50%	<50%	<50%
Incremental Oil	>15 BOPD	15-10 BOPD	10-5 bopd	<5 BOPD
Rathole	>200	150-200	100-150	<100
Dog leg	<1	1-2	2-3	>3
Incremental fluids	<1000 BFPD	1000-1200 BFPD	1200-1400 BFPD	>1400 BFPD
Water Cut	< 90%	90% - 92 %	92% - 93%	>93%
Casing/Liner production	Casing Production	Liner > 7"	Liner < 7"	Liner < 7"
IWR	0.8 - 1.2 - On Balance	1.2 - 1.4 - Moderate Overbalance	IWR < 0.8 Underbalance / IWR > 1.4 - Overbalance	IWR < 0.8 Underbalance / IWR > 1.4 - Overbalance
Areal Efficiency	no preferential well in pattern / Ea<70%	no preferential well in pattern / Ea>70%	preferential well in pattern / Ea>70%	preferential well in pattern / Ea<70%
Top of Sand	<Base Perf	> Base Perf < Mid Perf	> Mid Perf < Top Perf	Top Perf >>
Casing Integrity	No Restrictions	Diameter > 6" / Prof Below Mid Perf	Diameter 6"-5" / Prof Below Mid Perf	Diameter <5" / Above Mid Perf
Perforations Distance	Distance Between Perf >6ft	Distance Between Perf 6-5ft	Distance Between Perf <5ft	Distance Between Perf <5ft

Tabla 4. Matriz de decisión para la profundización de pozos.

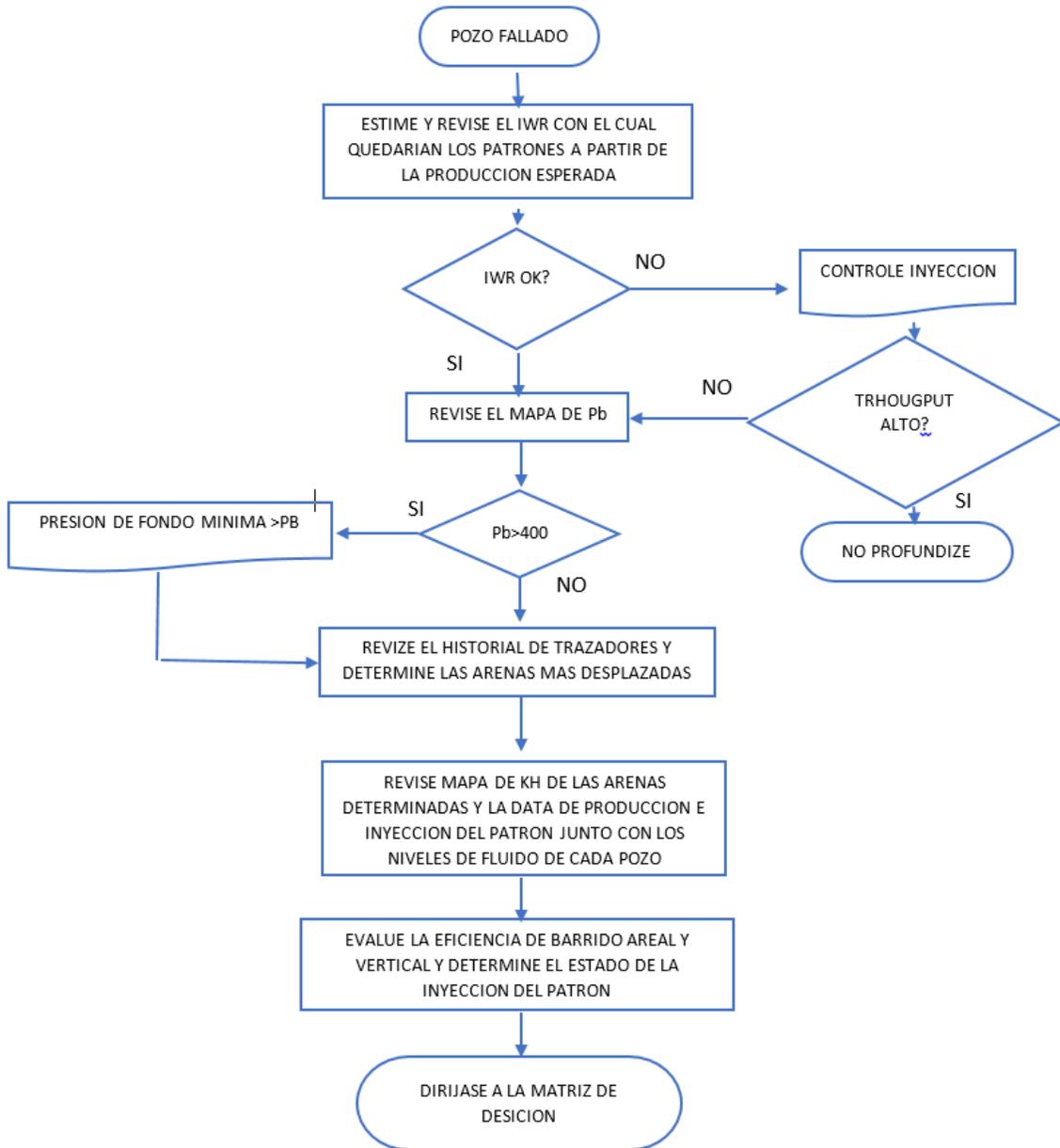
11. METODOLOGÍA PROPUESTA

Dentro de la metodología propuesta hemos dividido en 2 etapas el análisis, lo primero es un análisis micro en el cual se evalúa solamente el pozo, para luego hacer un análisis macro en donde se evalúa todo el estado del patrón. Dentro de la metodología se tienen en cuenta todos los parámetros operacionales, sistema de levantamiento artificial y yacimiento.

11.1 Análisis del Pozo



11.2 Análisis del Patrón



11.3 Aplicación de la Metodología

11.3.1 USCO 7

- Análisis del pozo:
 - ✓ Paso 1: Revisar el estado mecánico y el survey de perforación del pozo con el fin de verificar que no se tenga un liner viejo de producción o restricciones al momento de bajar la bomba.

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
PUP JOINT	16.0	22.2	1	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
CASING JOINT(S)	22.2	327.5	8	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
FLOAT SHOE	327.5	329.0	1	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
PUP JOINT	16.0	24.5	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
CASING JOINT(S)	24.5	4,219.2	112	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
FLOAT COLLAR	4,219.2	4,220.2	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
CASING JOINT(S)	4,220.2	4,259.5	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
FLOAT SHOE	4,259.5	4,261.0	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151

Figura 33. Estado mecánico del pozo USCO 7.

- ✓ Paso 2: Estimar el incremental de producción

		ACTUALES								AJUSTADAS FINALES				
AREA	ALS	Q(BFPD)	%BSW	Q OIL CALCULATED	PERF Top	PERF Base	UBICACION BOMBA	INTAKE	INTAKE SUPUESTO	BFPD Final	Qw Ajustad	QO Ajustad	Bsw ajustad	Qo_new_inc
CIRA NORTE	PCP	250	91%	22.5	3330	3856	NO PROFUNDIZADO	3320.3	3593	837	778.1071	58.5672	93%	36.06719766

Figura 34. Estimado del incremental de producción USCO 7.

Como la capacidad del sistema maneja la nueva producción de fluidos entonces no tenemos problemas por el incremental de fluidos esperado.

- ✓ Paso 3: Revisar el historial del tope de arena o sucio encontrado en cada intervención.

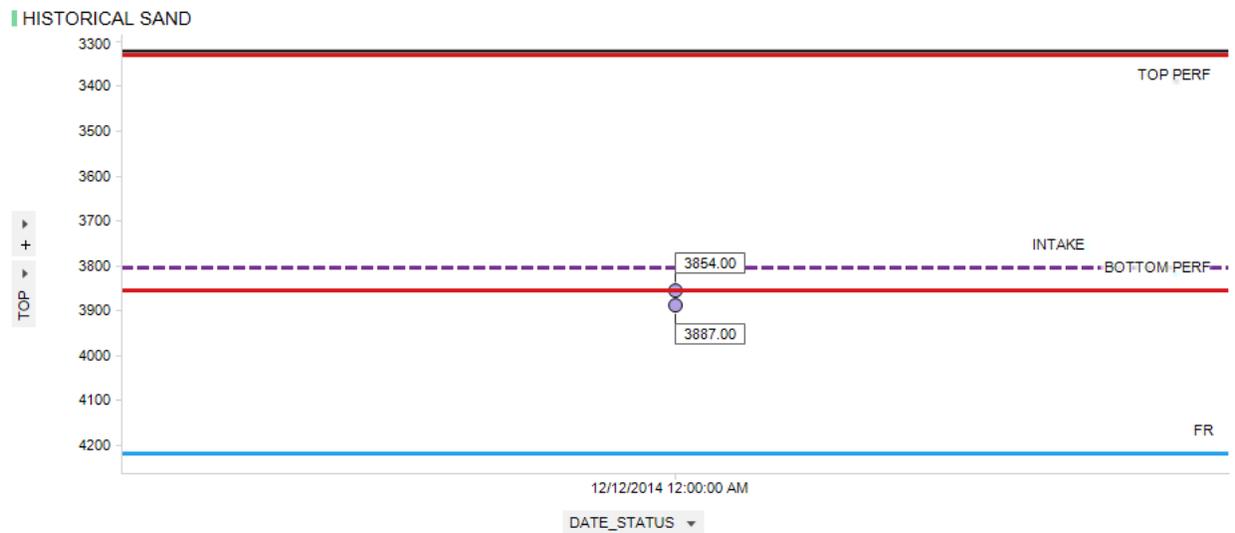


Figura 35. Tope de arena encontrado en la intervención del pozo USCO 7.

Como vemos este pozo solo ha tenido una intervención en el 2014 y el tope de la arena llego por debajo de perforados, no representaría ningún problema al momento de su profundización, además presenta un “rathole” de 363 ft lo cual es un buen bolsillo que asegura el tiempo de vida mínimo del pozo.

- Análisis del Patrón:

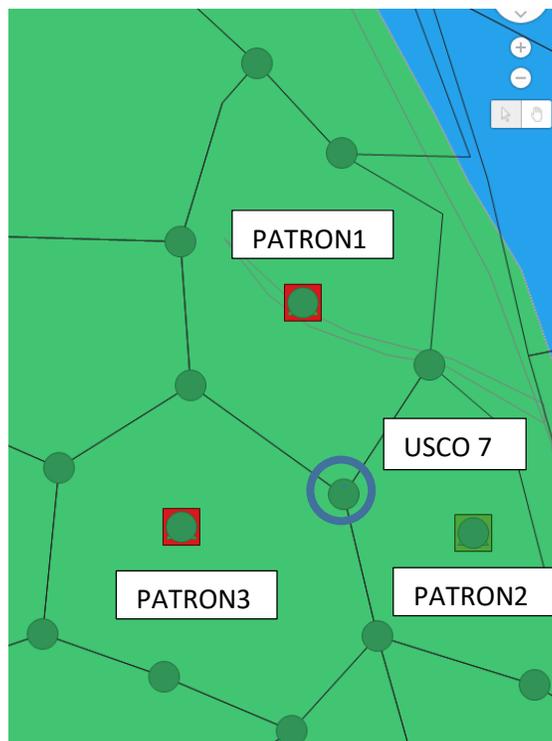


Figura 36. Ubicación pozo USCO 7 en los diferentes patrones.

Este pozo recibe soporte de 3 inyectores por lo cual procedemos a calcular el IWR que tendría el pozo a partir del incremental de fluido esperado:

PATRON 1					
POZO	BFPD	ALLOC FACTOR	BFPD ALLOC	BWIPD	IWR
2	848	0.31	262.88		1.5
USCO 7	837	0.39	326.43		
3	40	0.23	9.2		
4	60	0.598	35.88		
5	302	0.354	106.908		
6	270	0.44	118.8		
7		1		1300	
PATRON 2					
POZO	BFPD	ALLOC FACTOR	BFPD ALLOC	BWIPD	IWR
8	525	0.158	82.95		2.0
USCO 7	837	0.39	326.43		
5	302	0.354	106.908		
9	399	0.54	215.46		
10		1		1468	
PATRON 3					
POZO	BFPD	ALLOC FACTOR	BFPD ALLOC	BWIPD	IWR
2	848	0.31	262.88		1.1
USCO 7	837	0.39	326.43		
11	445	0.3	133.5		
12	385	0.39	150.15		
13	603	0.49	295.47		
14	274	0.54	147.96		
8	525	0.158	82.95		
15		1		1544	

Tabla 5. Calculo de IWR para los tres patrones del pozo USCO 7.

Como podemos observar estamos inyectando más en el patrón uno (1) y dos (2), incluso si se produce más en el pozo USCO 7 no logramos poner en balance la inyección, pero esta no es una restricción para no profundizar la bomba. En el patrón tres (3) vemos que aumentando la producción del pozo evaluado mejoramos el balance del patrón.

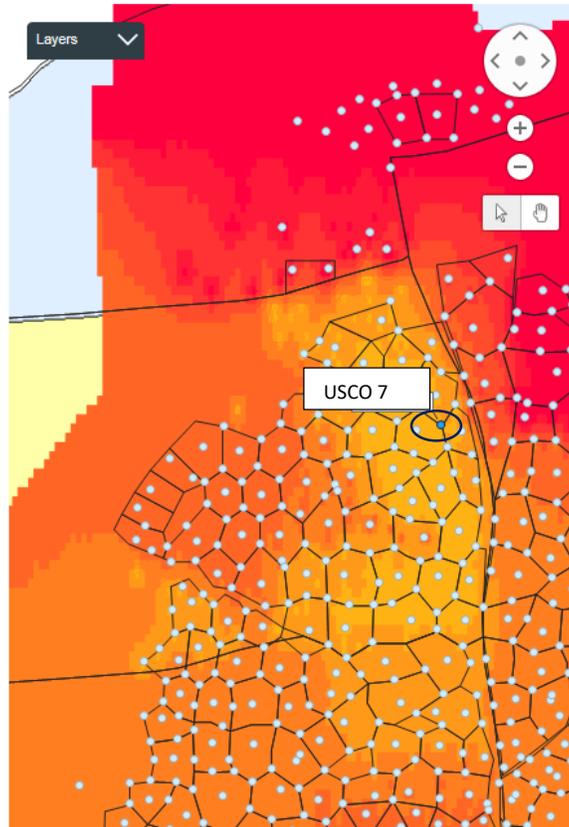


Figura 37. Ubicación del pozo USCO 7 en el mapa de presión de burbuja.

Como la presión de burbuja en ese pozo no es tan alta (Figura 37), no presenta restricciones por bloqueo de gas cerca a la cara del pozo. Ahora procedemos a determinar las preferencialidades de inyección que puedan existir en el patrón, para eso revisamos el historial de inyección a nivel de unidad de los tres (3) patrones.

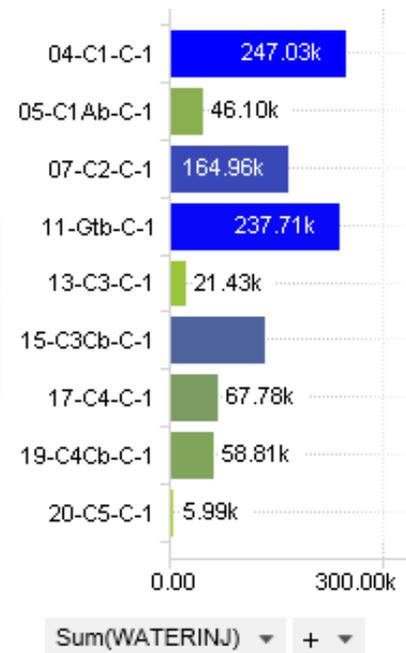


Figura 38. Inyección acumulada por arenas Patrón 1.

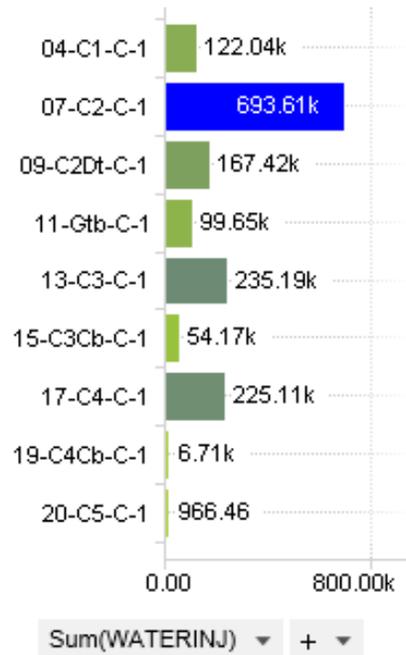


Figura 39. Inyección acumulada por arenas Patrón 2.

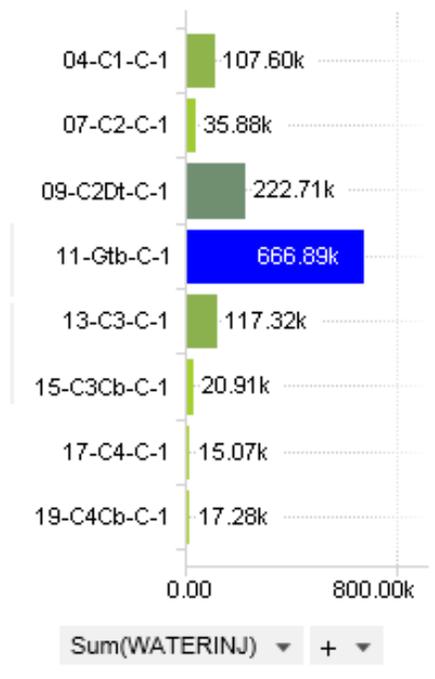


Figura 40. Inyección acumulada por arenas Patrón 3.

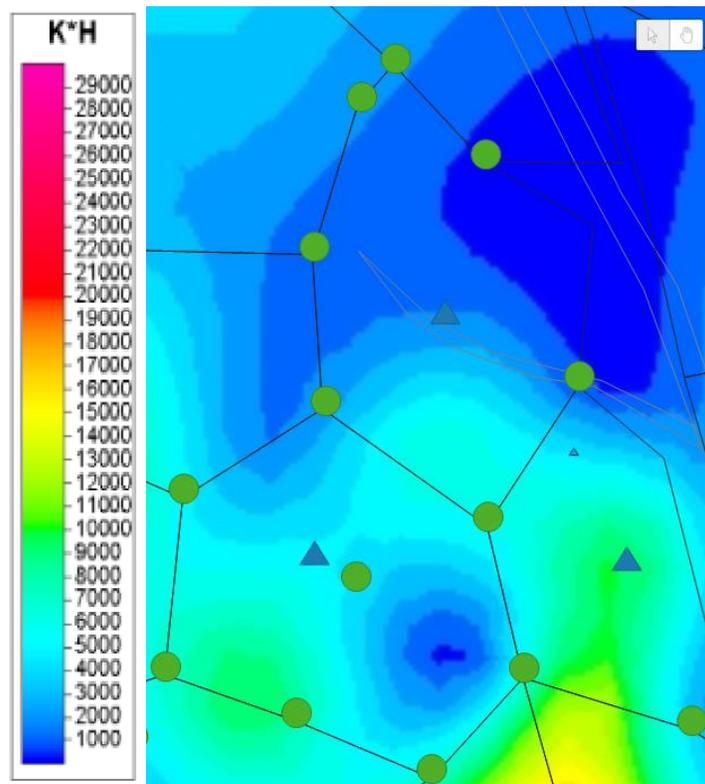


Figura 41. Mapa Kh para la unidad Gtb-C.

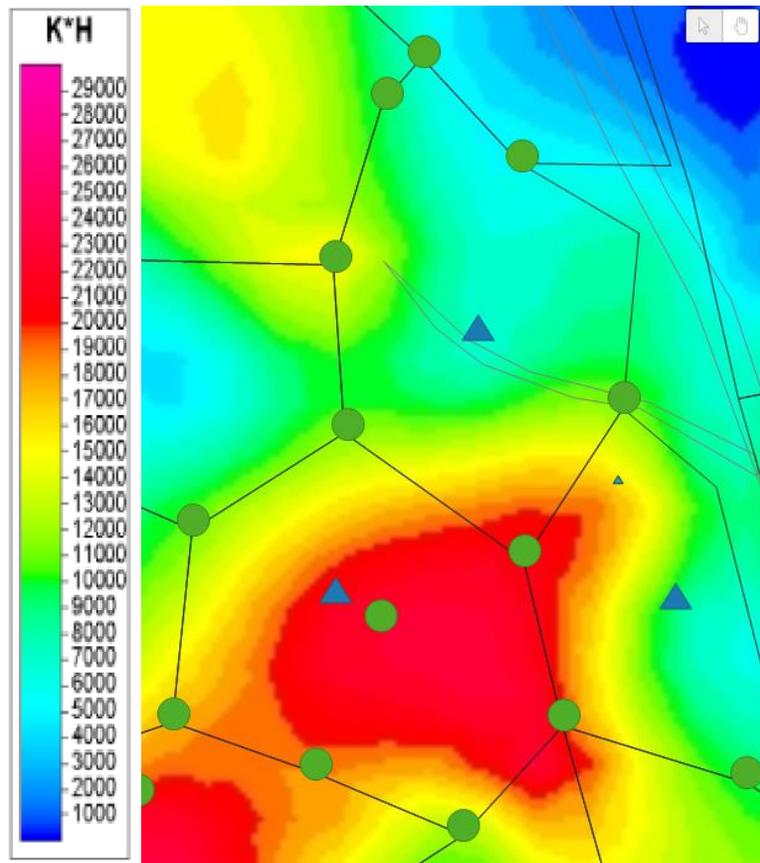


Figura 42. Mapa Kh para la unidad C2-C.

Como podemos observar la mayor parte de la inyección se realizó en las unidades superiores (Figura 38, 39 y 40), sobre todo en las unidades C2 y Gtb en donde la geología nos muestra buena conectividad geológica inyector-productor (Figura 41 y 42) en donde vemos que el pozo efectivamente si recibe soporte de los 3 inyectores, corroborándose en su historial de producción y con los niveles de fluido que se observan en el pozo.

12. POST AUDIT

Se profundizaron 11 pozos a la fecha, a los cuales se les hizo un seguimiento detallado y se tienen sus respectivos incrementales de producción. Los pozos en donde no se tuvieron los resultados esperados se les tienen sus respectivas recomendaciones.

12.1 Pozo USCO 7

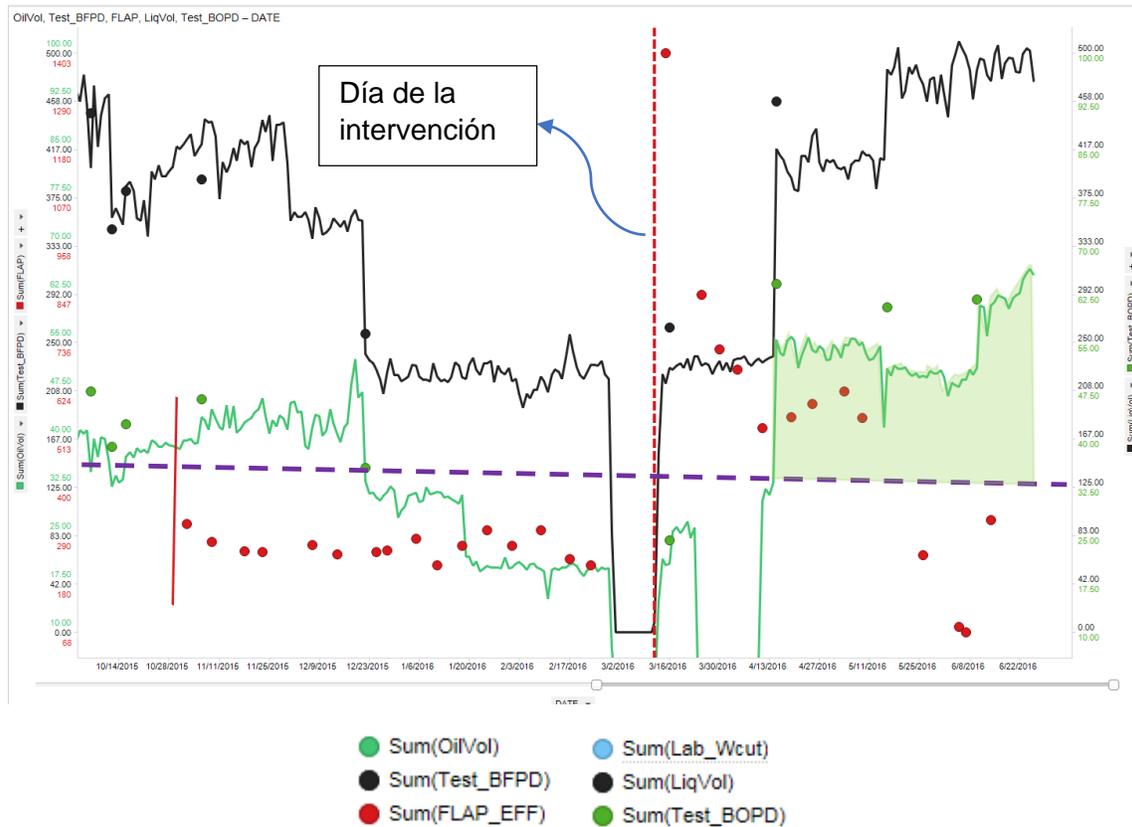


Figura 43. Gráfico de producción del pozo USCO 7.

Fecha de intervención: 3/7/2016

Días de intervención: 5 días

Distancia profundizada: 485 ft

BOPD antes: 30 BOPD después: 67

BFPD antes: 333 BFPD después: 500

FLAP Anterior: 270 ft FLAP Actual: 332 ft

FAP Anterior: 300 ft FAP Actual: -143 ft

Este pozo tiene una ganancia de 37 BOPD, fue el primer pozo ejecutado en la campaña del 2016 con excelentes resultados.

12.2 Pozo USCO 8

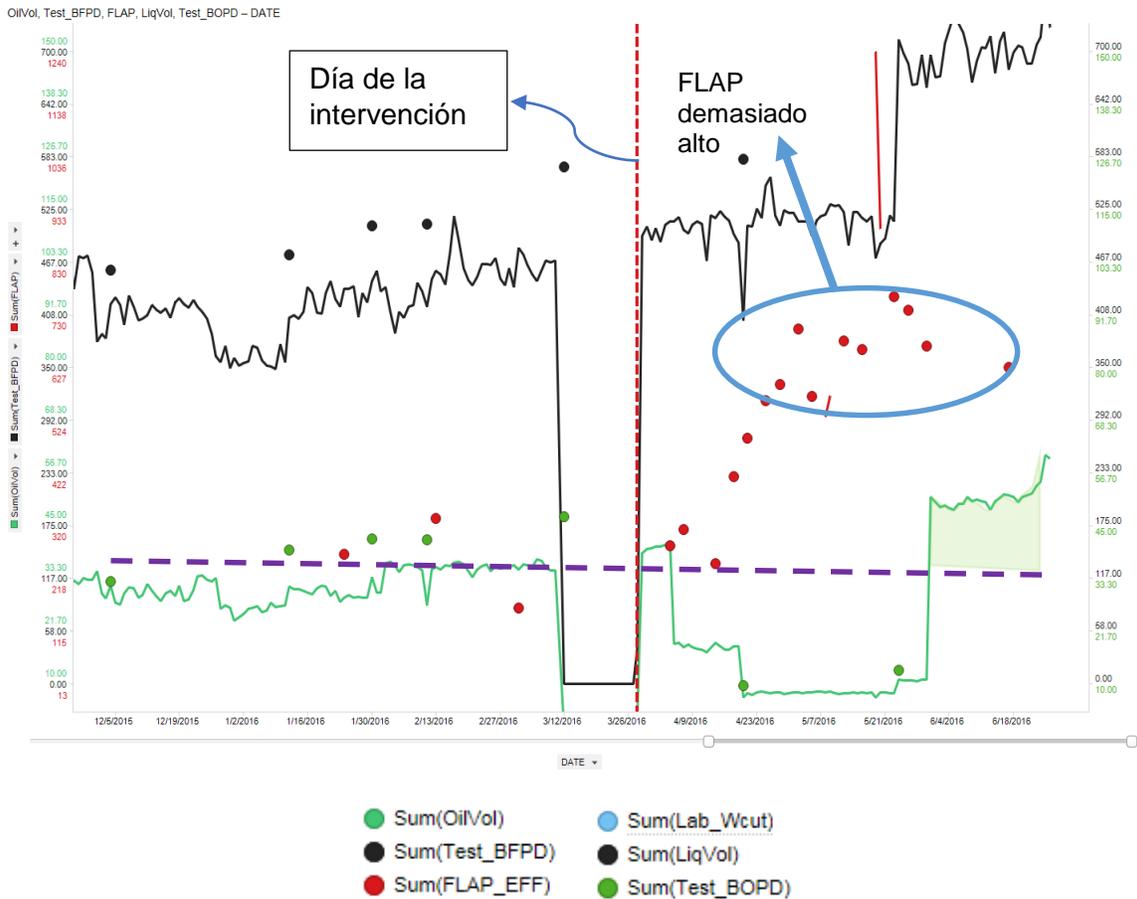


Figura 44. Gráfico de producción pozo USCO 8.

Fecha de intervención: 3/20/2016

Días de intervención: 8 días

Distancia profundizada: 361 ft

BOPD antes: 42 BOPD después: 67

BFPD antes: 430 BFPD después: 720

FLAP Anterior: 326 ft FLAP Actual: 627 ft

FAP Anterior: 351 ft FAP Actual: 292 ft

Unidad: M-912-427-192

BOMBEO MECANICO

Diam. Pistón	2.00
Long. Recorrido	192
SPM	8.2
Run Time	24.0

Capacidad Vol. [100%]	736
Eficiencia volumétrica	85%

Figura 45. Dimensiones del sistema de levantamiento artificial pozo USCO 8.

El pozo ya se encuentra en máxima capacidad (Figura 45) por lo cual se recomienda cambiar su unidad por una 912 para aumentar la extracción del pozo.

12.3 Pozo USCO 9

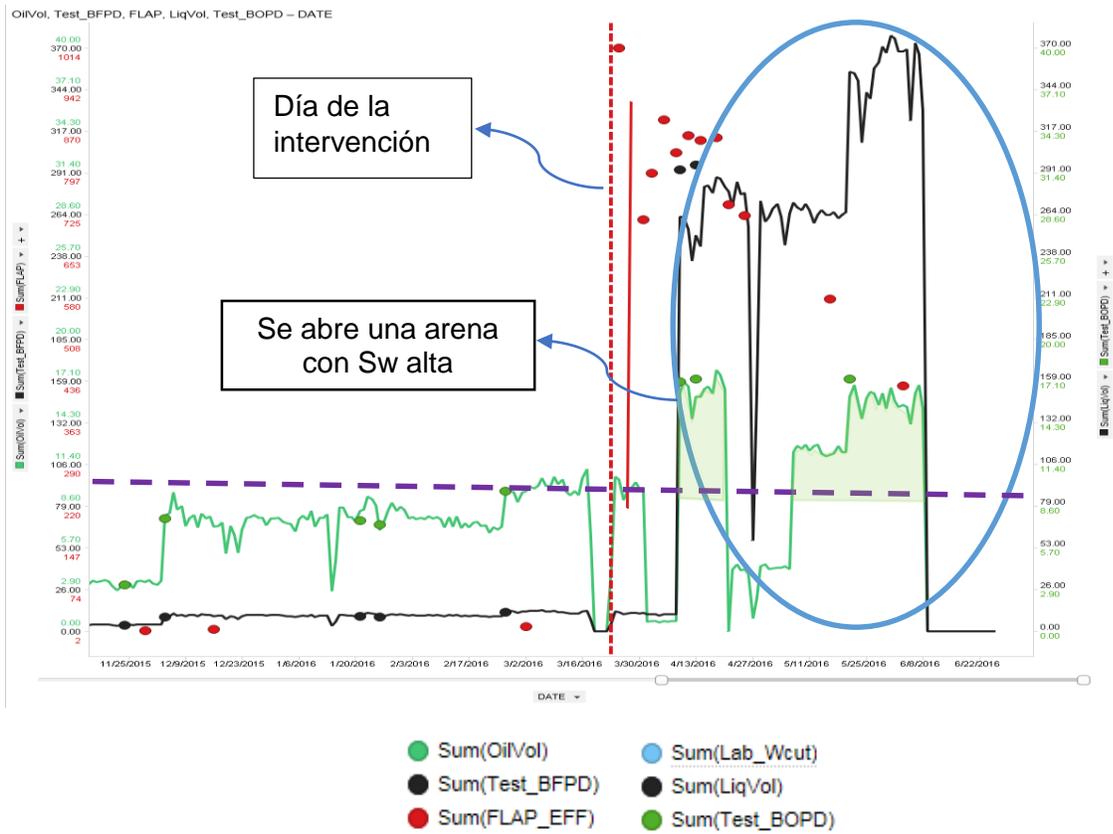


Figura 46. Gráfico de producción pozo USCO 9.

Fecha de intervención: 3/19/2016
 Días de intervención: 5 días
 Distancia profundizada: 723 ft
 BOPD antes: 9 BOPD después: 16
 BFPD antes: 12 BFPD después: 270
 FLAP Anterior: 4 ft FLAP Actual: 579 ft
 FAP Anterior: 20 ft FAP Actual: -129 ft
 Unidad: C-456-256-144

Shot Density	Sand Unit	Sw frac.	Ps psi @ depth	W Cut %
				57.7%
4 TPP	B4	0.40	21	0%
4 TPP	B4	0.43	26	4%
4 TPP	B4	0.40	34	0%
4 TPP	B4	0.40	46	0%
4 TPP	B4	0.45	53	11%
4 TPP	B4	0.35	54	0%
4 TPP	C1-C	0.40	86	0%
4 TPP	C2Dt-C	0.40	163	0%
4 TPP	C2Dt-C	0.35	168	0%
4 TPP	Gtb-C	0.30	184	6%
4 TPP	C3-C	0.30	209	30%
4 TPP	C3-C	0.30	218	30%
4 TPP	C3Cb-C	0.35	230	0%
6 TPP	C3Cb-C	0.24	253	3%
6 TPP	C4-C	0.36	272	73%
6 TPP	C4-C	0.42	298	91%
6 TPP	C4Cb-C	0.48	310	88%

Figura 47. Unidades del pozo USCO 9 con sus respectivas saturaciones y presiones estáticas.

Se propone aislar las unidades con mayor saturación de agua y alta presión (Figura 47) que están restringiendo la producción de las otras arenas.

12.4 Pozo USCO 10

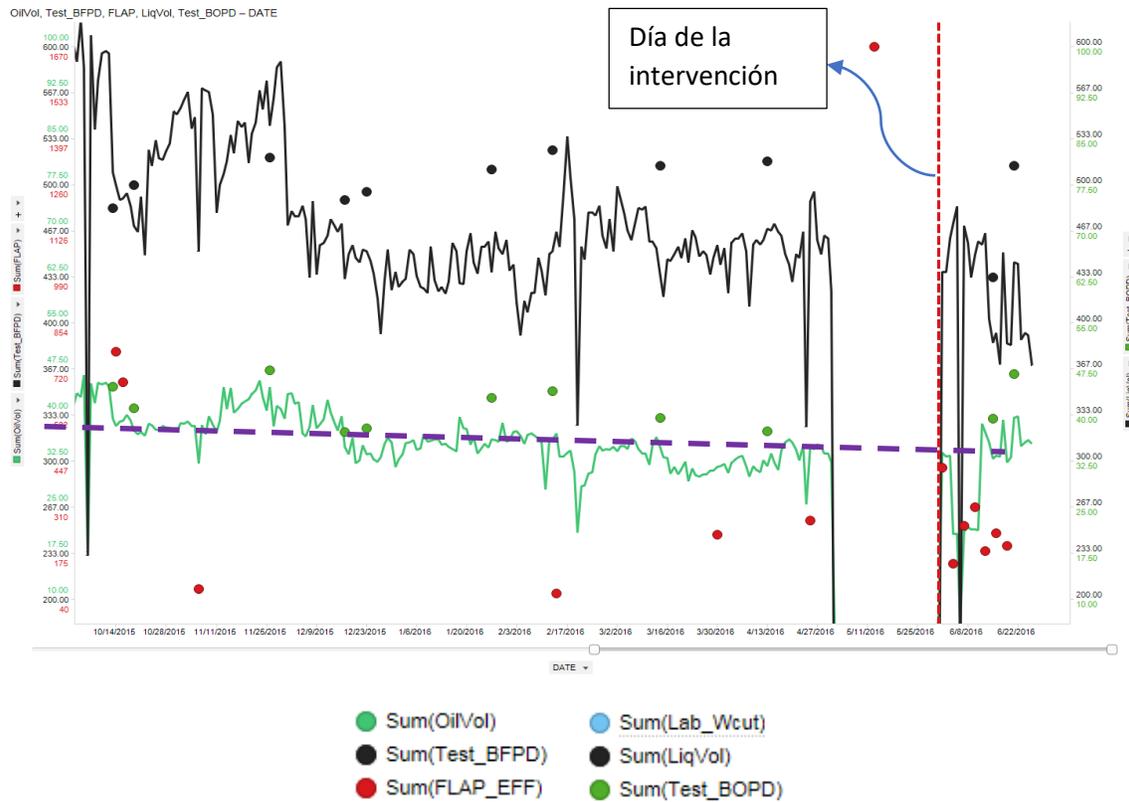


Figura 48. Gráfico de producción pozo USCO 10.

Fecha de intervención: 5/16/2016

Días de intervención: 6 días

Distancia profundizada: 477 ft

BOPD antes: 33 BOPD después: 33

BFPD antes: 450 BFPD después: 513

FLAP Anterior: 229 ft FLAP Actual: 200 ft

FAP Anterior: 244 ft FAP Actual: -263 ft

Unidad: MA II 1280-427-192

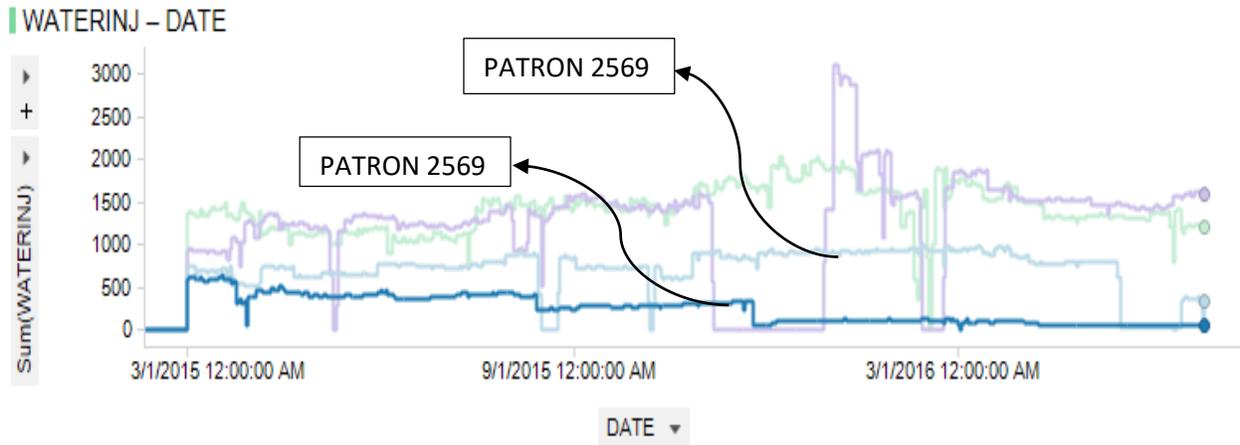


Figura 49. Gráfico de inyección por parte de los pozos que le dan soporte al pozo USCO 10.

Posible falta de soporte en el patrón 2569 y 2501 ya que los inyectores están regulados por falla en los mandriles de inyección. Como recomendación se tiene realizar un servicio de pozo a los inyectores fallados.

12.5 Pozo USCO 11

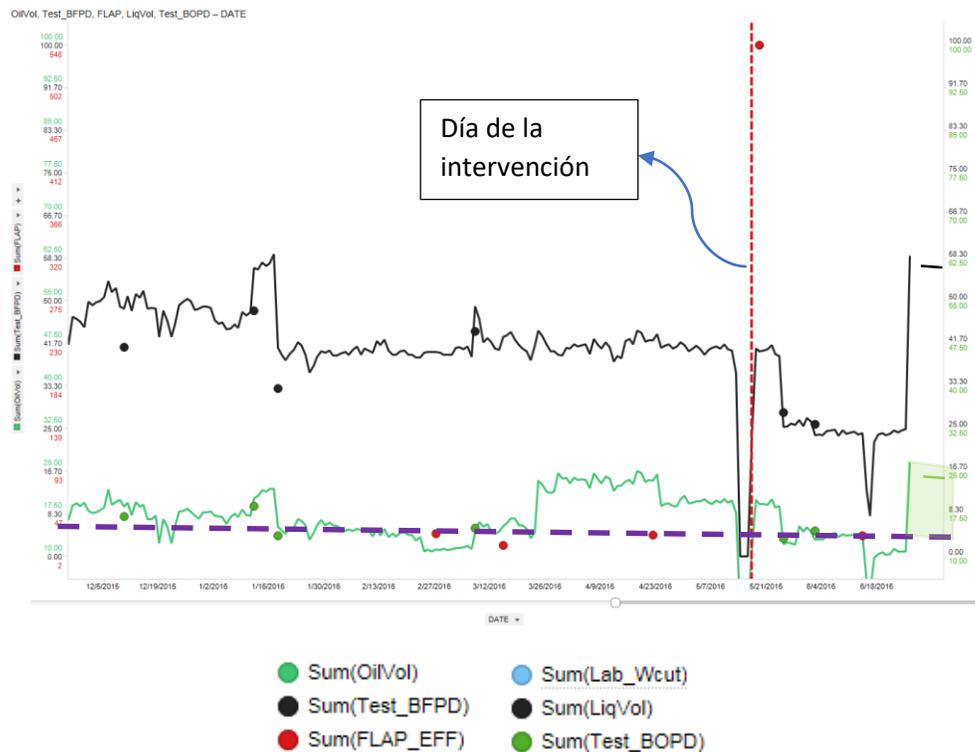


Figura 50. Gráfico de producción pozo USCO 11.

Fecha de intervención: 5/14/2016
 Días de intervención: 3 días
 Distancia profundizada: 284 ft
 BOPD antes: 15 BOPD después: 27
 BFPD antes: 44 BFPD después: 62
 FLAP Anterior: 25 ft FLAP Actual: 22 ft
 FAP Anterior: 42 ft FAP Actual: -245 ft
 Unidad: C-456-256-144

BOMBEO MECANICO	
Diam. Pistón	1.50
Long. Recorrido	88
SPM	5.6
Run Time	24.0
Capacidad Vol. [100%]	128
Eficiencia volumétrica	48%

Figura 51. Dimensiones del sistema de levantamiento artificial pozo USCO 11.

El pozo después de la profundización quedó trabajando 24 horas y el dinagrama mostró golpe de fluido, por eso presentaba eficiencias de bombas demasiado baja, pero los niveles de sumergencia de la bomba son bajos por lo que el pozo no puede aportar más fluidos de lo que tiene actualmente.

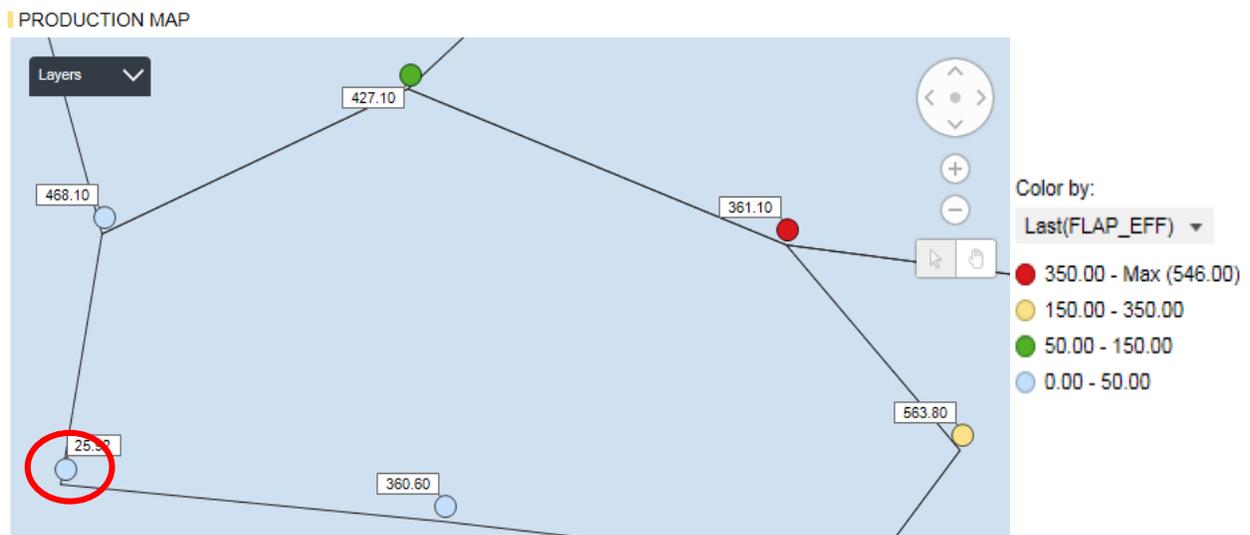


Figura 52. Ubicación del pozo USCO 11, niveles de sumergencia y producción de fluidos.

Por los bajos niveles de fluido y de producción que tiene este pozo en el patrón con respecto a sus pozos productores vecinos parece no tener soporte de inyección y encontrarse con producción primaria, por lo cual el índice de productividad se sobreestimó prometiendo una ganancia de 25 BOPD de donde actualmente solo se está viendo 13 BOPD.

12.6 Pozo USCO 12

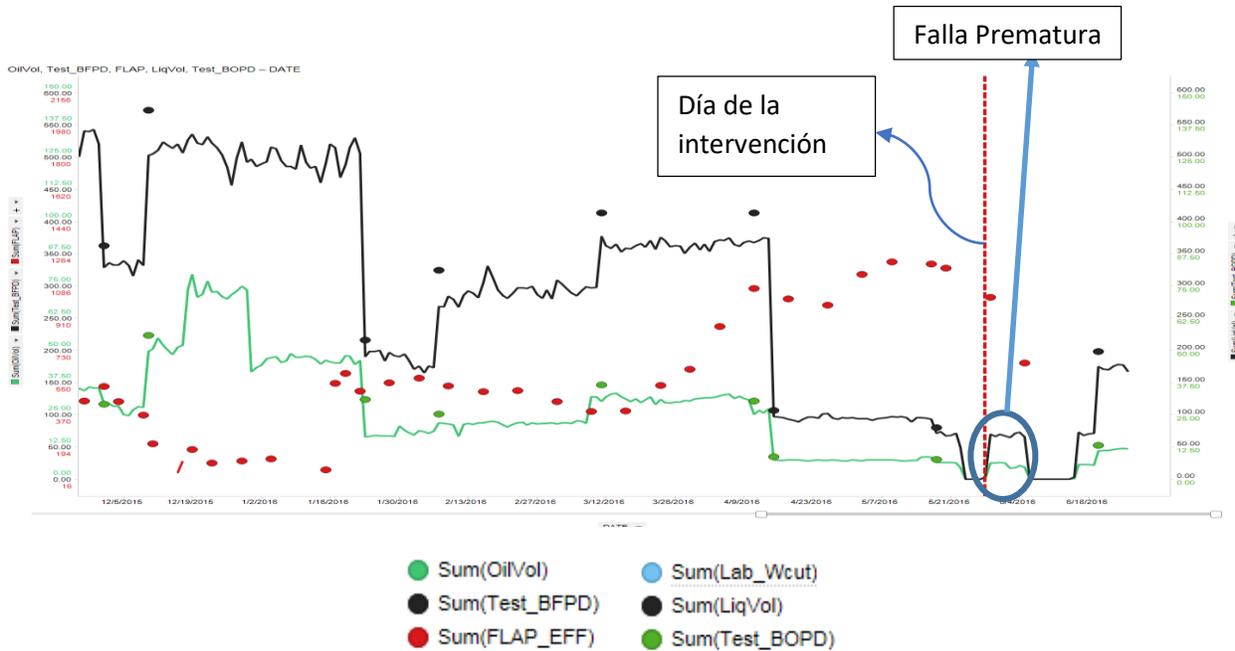


Figura 53. Gráfico de producción pozo USCO 12.

Fecha de intervención: 5/14/2016

Días de intervención: 3 días

Distancia profundizada: 284 ft

BOPD antes: 31 BOPD después: NA

BFPD antes: 365 BFPD después: NA

FLAP Anterior: 393 ft FLAP Actual: NA

FAP Anterior: 437 ft FAP Actual: NA

Este pozo es un claro ejemplo donde se muestra que cuando no se sigue la metodología y la matriz de decisión el pozo seguramente no va a dar el incremental esperado o posiblemente presentara una falla prematura. En su última intervención presento un tope de sucio que no cumplía con los parámetros presentados en la matriz de decisión, este evento no fue reportado y por tal motivo se realizó la profundización sin tenerlo en cuenta, presentando así una falla prematura.

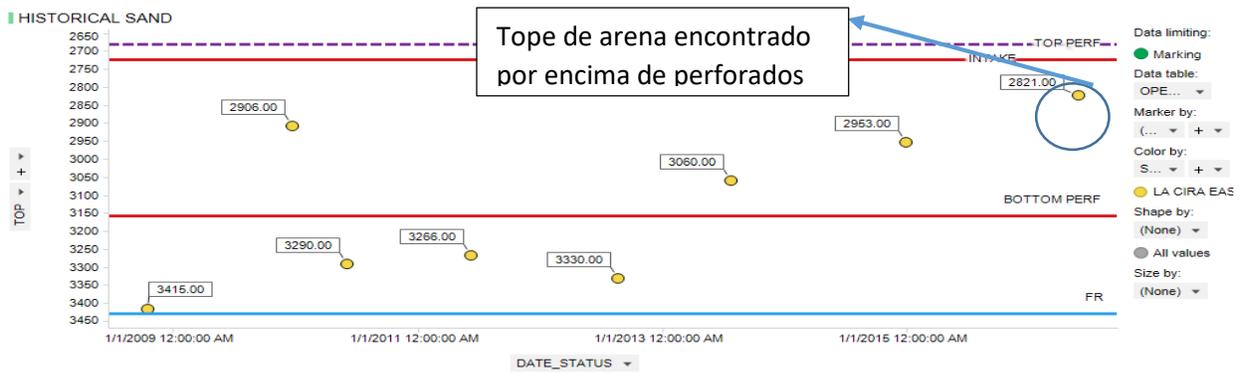


Figura 54. Topes de arena encontrados para el pozo USCO 12.

CONCLUSIONES

- I. La metodología presentada muestra ser una buena herramienta por los resultados obtenidos respecto a los pozos profundizados y un proceso eficiente al momento de evaluar futuras optimizaciones.
- II. Es de vital importancia conservar siempre el balance del patrón. Como se va a aumentar la extracción de los pozos se deben realizar ajustes a la inyección.
- III. Se debe tener conectividad hidráulica entre el pozo productor con respecto a los inyectores, debido a posibles presencias de fallas o discontinuidades presentes en algunos sectores del yacimiento.
- IV. La herramienta creada para el análisis de los pozos a profundizar consolida además la información y es una herramienta que disminuye los costos por el uso de software en la empresa.

RECOMENDACIONES

- I. Se debe hacer un estudio más detallado de las razones de la alta producción de sólidos en los sectores identificados, ya sea por altas tasas de inyección o si es inherente de la formación y tomar acciones con respecto a estos.

- II. Para las zonas que correspondan a una baja consolidación de la formación se deben identificar las unidades con mayor aporte de sólidos y evaluar sus reservas asociadas para tomar recomendaciones y acciones bien sea aislar la unidad o realizar un método de control de arena.

BIBLIOGRAFIA

- Avendaño, C. L. (2009). *Modelo Analítico Para la Estimación del Arenamiento de Pozos en La Cira-Infantas a Partir de Mediciones de Campo*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Bonilla, L. F. (2014). *Productividad de Pozos de Hidrocarburos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Dickey, A. P. (1995). *La Cira-Infantas Field Colombia Middle Magdalena Valley*. Owasso (Oklahoma).
- ECOPETROL. (1999). *Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas*. Informe Técnico, Santa Fe de Bogotá.
- I. C. Okoro and S.E. Okojie, C. N. (2007). Analytical Method for Diagnosing and Predicting Pressure Response with Injection in Waterflood Reservoirs using Net Voidage Curve. *SPE 111921*.
- Marcelo Hirschfeldt, P. M. (2007). Artificial-Lift Systems Overview Evolution in a Mature Basin: Case Study of Golfo San Jorge. *SPE*.
- Occidental, (2015). *Caracterización de fluidos del campo LCI*. Bogotá.
- Occidental, (2016). *Calculo de reservas por unidad*. Bogotá: Occidental de Colombia.
- Occidental, (2016). *Estado mecánico de pozos*. Bogotá.
- Occidental, (2016). *Producción diaria del campo LCI*. Bogotá.
- Oracle, (2016). *Base de datos*. Bogotá: Occidental de Colombia.
- Sahara, (2016). *Ajuste histórico de producción*. Bogotá: Occidental.
- Wilhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Kansas: University of Kansas.