

Desarrollo de una metodología de evaluación de yacimientos para identificar portafolio de nuevas oportunidades de optimización de producción en un campo maduro

Dessiree Belen Donado Gomez

Trabajo de Grado para optar el título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas.

Director

Manfredo Antonio Kleber.

Magister en gestión en la industria de los hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2020

### Dedicatoria

A ti, Dios Todopoderoso, por permitirme cumplir esta etapa de mi vida, por dirigirme y guiar mis pasos, porque sin ti, no sería posible la realización de este sueño.

A mi hijo Tomás Iregui, porque siempre entendió que la mamá se iba estudiar fines de semana, sabiendo que sacrificaba tiempo para estar con él, verle la cara de emoción cuando le dije que terminaba la universidad siempre lo tendré en mis hermosos recuerdos.

A Erika y Adriana que siempre me ayudaron con todo este proceso, sin ellas este sueño hubiese sido mucho más duro de terminar, las quiero mucho y les agradezco de corazón, porque el estudiar juntas ayudó y fortaleció aún más nuestra amistad.

A Rosario Hoyos, nuestra querida Chayo, porque sé que sacrifico su tiempo libre, para cuidar a mi hijo para que yo pudiera estudiar y cumplir esta meta.

A mi familia, por ser los pilares en mi vida y educación, gracias por estar siempre a mi lado y enseñarme a luchar por mis sueños con el alma y corazón.

A Arly Paez, Luz Adriana y Katherine porque siempre conté con todo su apoyo.

A todas esas personas maravillosas que siempre me rodean porque de una u otra manera han estado a mi lado para apoyarme en este y muchos otros sueños hecho realidad.

***Gracias.***

### **Agradecimientos**

Este material es fruto del aporte y crítica de muchos colaboradores que de una u otra manera contribuyeron a la consolidación del mismo. Gracias a todos los que participaron, y en especial a:

La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por contribuir de manera directa en mi formación y por disponer siempre los mejores profesionales para nuestra educación.

Manfredo Kleber y Julio Estremadoyro, por siempre tener la mejor energía y disposición en la dirección de este gran trabajo, y apoyarme desde el inicio con la idea de iniciar esta Maestría, gracias por sus guías, motivaciones, conocimientos y el gran aporte que tuvieron en esta tesis.

Juan Felipe Andrade, por siempre tener buena disposición, ayuda y guía para enfocar siempre el trabajo en que aportara y facilitara el proceso para el trabajo de identificación de nuevas oportunidades de incrementos de aceite.

A todo el equipo de Occidental por ayudarme, estar pendiente de evaluar el proceso, por brindar su apoyo técnico y sobre todo por todas esas horas de trabajo, análisis y estudio que brindaron para poder lograr con éxito la implementación de esta maravillosa metodología.

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	11
1. Objetivos .....	14
1.1 Objetivo general .....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Metodología .....	15
3. Generalidades del campo Caño Yarumal.....	17
3.1 Descripción general .....	17
3.2 Geología.....	19
3.2.1 Breve descripción geológica del área del contrato .....	19
3.2.2 Breve descripción del modelo estructural.....	19
3.2.3 Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del área .....	22
3.2.4 Breve descripción del modelo sedimentario .....	23
3.3 Breve descripción del Interpretación petrofísica .....	24
3.3.1 Modelo de saturación.....	25
3.4 Propiedades de los fluidos.....	27
3.5 Estado actual del campo Caño Yarumal .....	30
4. Análisis actual para identificar un Workovers en pozos existentes.....	31
4.1 Identificación del pozo.....	33

4.2 Revisión de registro del pozo.....	33
4.3 Análisis del área.....	34
4.4 Definición de parámetros de Workovers .....	35
5. Nueva metodología propuesta para la identificación de oportunidades en incremento de producción en pozo existentes (Workovers).....	36
5.1 Estructura Metodológica (Bases de Datos).....	40
5.1.1 Herramientas de desarrollo .....	40
5.1.1.1 TIBCO Spotfire.....	40
5.1.1.2 ORACLE.....	40
5.1.1.3 Microsoft Access. ....	41
5.1.1.4 Base de Datos.....	41
5.1.1.5 Consultas y Códigos. ....	44
5.1.1.6 Integración de datos en Spotfire. ....	50
5.1.2 Área de estudio (Modulo Uno) .....	52
5.1.3 Inventario Unidades (Modulo Dos) .....	58
5.1.4 Registros (Modulo Tres).....	63
5.1.5 Comportamiento de Producción (Modulo Cuatro) .....	67
5.1.6 Información Integrada (Paso Seis).....	72
5.1.7 Incluir en Portafolio (Paso Siete).....	77
6. Caso de estudio pozo XX84.....	78
7. Conclusiones.....	88
Referencias bibliográficas.....	90

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización del área de estudio.....	18
Figura 2. Mapa de ubicación del área del contrato de Asociación - Cravo Norte. ....	20
Figura 3. Columna estratigráfica del área de los Llanos.....	21
Figura 4. Historia de producción del campo Caño Yarumal. ....	30
Figura 5. Proceso de identificación de Workovers de pozos.....	32
Figura 6. Registros del pozo XX01.....	34
Figura 7. Resultados del análisis del área de interés.....	35
Figura 8. Metodología propuesta para identificación de Workovers.....	38
Figura 9. Definición estructura metodológica .....	41
Figura 10. Lógica de programación implementada en el inventario de unidades .....	45
Figura 11. Ejemplo de TAB diseñado en Spotfire .....	51
Figura 12. Tab Área de estudio.....	53
Figura 13. Área de estudio – Selección unidad de interés .....	54
Figura 14. Área de estudio - Estatus por pozo .....	55
Figura 15. Área de estudio – Mapa Estructural .....	56
Figura 16. Área de estudio – Reservas Remanentes.....	57
Figura 17. Tab Inventarios de unidades.....	59
Figura 18. Inventario de pozo con clasificación de la unidad de interés .....	60

Figura 19. Mapa de Facies con ubicación de los pozos y producción acumulada en el área de estudio.....	61
Figura 20. Mapa de Capacidad de flujo con ubicación de los pozos y producción acumulada en el área de estudio.....	62
Figura 21. Registros de pozos del área de interés.....	63
Figura 22. Registros de pozos del área de interés.....	64
Figura 23. Registros de pozos del área de interés.....	64
Figura 24. Registros de pozos detallado.....	66
Figura 25. Comportamiento de producción del área de interés.....	67
Figura 26. Producción por pozo.....	69
Figura 27. Producción acumulada por pozo en graficas de barras.....	70
Figura 28. Perfil de producción del pozo.....	71
Figura 29. Comportamiento de producción por pozo.....	72
Figura 30. Integración y validación de la información.....	73
Figura 31. Primer corte de agua reportado por pozo.....	74
Figura 32. Corte de agua vs Resistividad.....	75
Figura 33. Permeabilidad vs Fluidos.....	76
Figura 34. Mapa con visualización de pozos con RST.....	77
Figura 35. Producción histórica del pozo XX84.....	78
Figura 36. Área de estudio del pozo XX84.....	79
Figura 37. Área de estudio del pozo XX84.....	81
Figura 38. Área de estudio del pozo XX84.....	81

Figura 39. Registros de pozos que produjeron en la unidad M2 y se encuentran cercano del pozo XX84.....	82
Figura 40. Comportamiento de producción de los pozos cercanos al XX84.....	83
Figura 41. Grafica de barras acumulados de producción de los pozos cercanos al XX84 .....	84
Figura 42. Grafica de producción histórica y eventos del pozo XX84.....	85
Figura 43. Resumen de propiedades y corte de agua de los pozos cercanos al XX84 .....	86
Figura 44. Resultado del Workovers en el pozo XX84 .....	87
Figura 45. Producción del XX84 con otros pozos del campo Caño Yarumal .....	88

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Contactos Agua Aceite. ....	26
Tabla 2. Contactos Agua Aceite. ....	28
Tabla 3. Propiedades de los fluidos. ....	29
Tabla 4. Diseño de tabla en Access .....	48

## Resumen

**Título:** Desarrollo de una metodología de evaluación de yacimientos para identificar portafolio de nuevas oportunidades de optimización de producción en un campo maduro\*.

**Autor:** Dessiree Belen Donado Gomez \*\*

**Palabras claves:** Workovers, Campos maduros, Metodología de trabajos en pozos, Spotfire, Portafolios de oportunidades

### Descripción:

El presente documento muestra el análisis técnico desarrollado para establecer una metodología que facilite la identificación de nuevas oportunidades de Workovers en pozos productores, utilizando la herramienta de visualización de SPOTIFRE.

Está enfocado a un campo maduro con más de 30 años de explotación, con empuje de un acuífero activo y un alto corte de agua cerca del 99.5%, en el cual se evidencia una disminución de la declinación de los pozos que se encuentran actualmente en producción. Debido a lo anterior, es necesario implementar una metodología de evaluación de nuevos Workovers con el objetivo de incrementar reservas y minimizar la declinación del campo, en aquellos pozos que tienen un alto corte de agua y para aquellos que se encuentran inactivos actualmente, integrando la información petrofísica, geológica y de yacimientos con el fin de obtener un portafolio fortalecido para las futuras campañas. Desarrollando esta metodología en Spotfire permitiendo análisis dinámicos e integración de esta en una sola plataforma.

Los resultados obtenidos mediante la implementación de esta metodología fue un portafolio de nuevos de trabajo de Workovers, ejecutando varios en el presente año y obteniendo un promedio de producción de 650 barriles por día, reducción de licencias en un 65% y nueva campaña de Workovers para el año 2021. La idea de esta herramienta es ampliarla a los otros 50 campos que se encuentran disponibles en al área principal.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas Director Manfredo Antonio Kleber Salgado Magister en ingeniería de petróleo

## Abstract

**Título:** Desarrollo de una metodología de evaluación de yacimientos para identificar portafolio de nuevas oportunidades de optimización de producción en un campo maduro\*.

**Author:** Dessiree Belen Donado Gomez \*\*

**Key Words:** Workovers matures field, Spotfire, Portfolios of opportunities.

### Description:

This document shows the technical analysis developed to establish a methodology that facilitates the identification of new opportunities for Workovers in producing wells, using the SPOTIFRE visualization tool.

It is focused on a mature field with more than 30 years of exploitation, with the thrust of an active aquifer and a high water cut close to 99.5%, in which there is evidence of a decrease in the decline of the wells that are currently in production. Due to the above, it is necessary to implement a methodology for evaluating new Workovers in order to increase reserves and minimize the decline of the field, in those wells that have a high water cut and for those that are currently inactive, integrating the information petrophysical, geological and reservoir in order to obtain a strengthened portfolio for future campaigns. Developing this methodology in Spotfire allowing dynamic analysis and integration of this in a single platform.

The results obtained through the implementation of this methodology was a portfolio of new Workovers work, executing several this year and obtaining an average production of 650 barrels per day, a 65% reduction in licenses and a new Workovers campaign for the year 2021. The idea of this tool is to extend it to the other 50 fields that are available in the main area.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas Director Manfredo Antonio Kleber Salgado Magister en ingeniería de petróleo

## Introducción

Después de más de 30 años de explotación en el campo Caño Yarumal, ubicado en la cuenca de Llanos Orientales, se sigue buscando de manera proactiva nuevas formas de identificar oportunidades para incrementar la producción de crudo de una manera eficiente en pozos activos, específicamente de la unidad de Carbonera inferior. El campo Caño Yarumal ha producido alrededor de 83 millones de barriles de aceite, lo que corresponde a un factor de recobro actual cercano al 64.4% (principal mecanismo de producción empuje por acuífero activo).

Debido al alto drenaje de la zona, la identificación de nuevas oportunidades de adición de producción se vuelve cada vez más retadora. Por lo tanto, existe la necesidad de desarrollar una metodología de evaluación de yacimientos, que facilite la identificación de nuevas oportunidades de trabajo de aislamiento unidades y cañoneo de nuevas, que de ahora en adelante llamaremos Workovers, para el portafolio de la campana 2020 y 2021 del campo.

El proyecto desarrollado se orientó a la implementación de un software que consiste en integrar el gran volumen de información que se dispone en los pozos, como producción, eventos, registros, propiedades petrofísicas, mapas geológicos, y crear una herramienta de Spotfire visual que ayude a identificar estas oportunidades de una manera rápida y sencilla, para posteriormente ser evaluada por los ingenieros y así incrementar los inventarios de trabajos de Workovers del campo.

En este documento encontrará cuatro capítulos. El primero es una descripción del campo Caño Yarumal, en el cual se implementó la metodología propuesta. En el segundo capítulo se

contextualiza el cómo se realizaba la identificación de una oportunidad Workovers. En el tercer capítulo, se presenta la propuesta desarrollada de la nueva metodología de Workovers de los pozos existentes, con una descripción detallada de cómo funciona. Finalmente, en el capítulo cuarto, se realiza la documentación del resultado de un trabajo ejecutado que fue identificado con esta metodología y confirmado con respuesta de producción.

Actualmente, el desafío es poder ajustar esta metodología a otros campos de Cravo Norte y otras unidades de producción, debido al alto drenaje que estos campos también presentan, cabe anotar que algunos de ellos manejan propiedades muy diferentes o se encuentran en zonas altamente falladas.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo general

Desarrollar una metodología en evaluación de yacimientos para identificar portafolio de nuevas oportunidades de optimización de producción en un campo maduro.

### 1.2 Objetivos Específicos

- Analizar las metodologías existentes y procedimientos desarrollados por la empresa que permitan identificar oportunidades de Workovers.
- Desarrollar una metodología integrando datos de producción, geología y petrofísica que permita la identificación en nuevas oportunidades para incrementar la producción de forma estándar y eficiente.
- Identificar nuevas oportunidades de Workovers en pozos existentes, a partir de la metodología implementada, ayudando a la construcción del portafolio y disminución de la declinación del campo.

## 2. Metodología

Para el desarrollo de este estudio se asumió un enfoque cuantitativo, con el fin de ser más objetivos y rigurosos. De igual manera, se busca explicar y deducir algunos comportamientos a partir de teorías de los datos obtenidos. Por otro lado, el trabajo de grado tendrá un alcance de tipo explicativo, ya que se pretende identificar cuáles son las oportunidades de Workovers en la unidad Carbonera inferior identificadas en el campo Caño Yarumal. Todo lo anterior, a partir de un análisis integrado de ingeniería, geología y petrofísica. El estudio se enfocará principalmente en la identificación de nuevas oportunidades de incremento de producción, a través de la implementación de esta metodología en una herramienta de Spotfire, la cual ayudará a potencializar el portafolio de producción.

La presente tesis se divide en cuatro fases metodológicas y cada una de ellas corresponde a un capítulo del presente documento. A continuación, se presentan en su respectivo orden:

### Fase 1

Sistema petrolífero actual del campo Caño Yarumal para la unidad Carbonera inferior:

- Revisión de la geología regional y del campo
- Descripción de los componentes de un sistema petrolífero y aplicación al campo.
- Identificación de las características principales del yacimiento y fluidos.

### Fase 2

Revisión de la metodología actual de definición de Workovers para la unidad Carbonera inferior:

- Identificación de pozos a evaluar.
- Registro de pozos
- Análisis del área
- Definición de parámetros de Workovers del pozo

### Fase 3

Definición de la nueva metodología:

- Definición de la estructura metodológica.
- Definición del área de estudio.
- Inventarios de arenas por pozos.
- Registros de pozo.
- Comparativos de producción.
- Mapas de arena neta, facies y estructurales
- Integración de información

### Fase 4

Caso de estudio en pozos existentes:

- Recorrido con la metodología.
- Identificación de nueva oportunidad de Workovers.
- Identificación del potencial de la idea detectada a través de la metodología implementada.
- Resultados del trabajo.

### 3. Generalidades del campo Caño Yarumal

A continuación, se presenta una breve descripción general y la columna estratigráfica del campo Caño Yarumal, lugar donde se implementará esta metodología. Esto permitirá entender de mejor forma la importancia del desarrollo de la tesis.

#### 3.1 Descripción general

El área de Cravo Norte se localiza en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia que está limitada al norte por el Arco de Arauca, al oriente por el Escudo de Guyana, al occidente por las fallas frontales de la Cordillera Oriental y al sur por el alto de basamento constituido por la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés. El contrato de asociación Cravo Norte abarca 260,000 hectáreas localizadas en el extremo norte de los llanos colombianos entre la población de Arauquita y el caserío de La Yuca, en el departamento de Arauca. Se sitúa aproximadamente 0.5 km al sur del Río Arauca y 50 km al occidente de la ciudad de Arauca. Incluye los bloques de Caño Limón, La Yuca, Matanegra y los campos Redondo, Caño Verde y Caño Yarumal.

El campo está dividido en tres áreas que se encuentran en diferente posición estructural. En el área de Caño Limón la secuencia sedimentaria que abarca de terciario hasta cretácico tiene un espesor cercano a los 10,000 pies. El bloque más grande está limitado por las fallas de La Yuca y Caño Limón y se llama Bloque Caño Limón – La Yuca. El Bloque de Caño Yarumal se encuentra

localizado al norte de la Falla de Arauca. La suma de los tres bloques se ha considerado el Campo Caño Limón.

El Bloque de Caño Yarumal está estructuralmente ubicado al norte del área de La Yuca, limitado por la falla de Arauca, por la Falla de Caño Limón y por el Río Arauca. El sistema de fallas de Arauca no es 100% sellante, por lo cual a lo largo de la historia se ha identificado comunicación parcial entre los bloques La Yuca y Yarumal.

Caño Yarumal-1 fue perforado en noviembre de 1987 como pozo vertical exploratorio para probar la existencia de petróleo en el área de 335 acres limitado por la falla de Arauca, la falla de Caño Limón y el río Arauca. (Ver Figura 1). El área de Caño Yarumal tiene una producción actual de 3,328 BOPD (31 de diciembre 2019), con 61 pozos activos de levantamiento artificial y 0 de flujo natural. 9 pozos inactivos los cuales están cerrados temporalmente. Tiene 0 pozos inyectoros.

### Figura 1.

*Localización del área de estudio.*



Nota. Tomado de la presentación anual de reservas (Oxy, 2019)

## **3.2 Geología**

### ***3.2.1 Breve descripción geológica del área del contrato***

El contrato inicial de asociación de Cravo Norte cubría aproximadamente 66,100 acres de los cuales 9,700 acres fueron declarados comerciales, este ha sido el campo más extenso de la cuenca de los Llanos, esto inició el campo de Caño Limón. El campo fue descubierto en 1983 por el pozo CC-01, el cual fluyo con una tasa superior a los 10,000 barriles de crudo diarios. Otorgada la comercialidad la producción se inició en diciembre del 1985, a la fecha (diciembre 31, 2019) la totalidad del Contrato (Los bloques: Caño Limón-La Yuca- Matanegra, Caño Yarumal, Caño Verde, Caño Verde Este, Redondo, Redondo Este, Tonina, Remana, Jiba, y La Yuca Este) han producido más de 1323 millones de barriles de crudo.

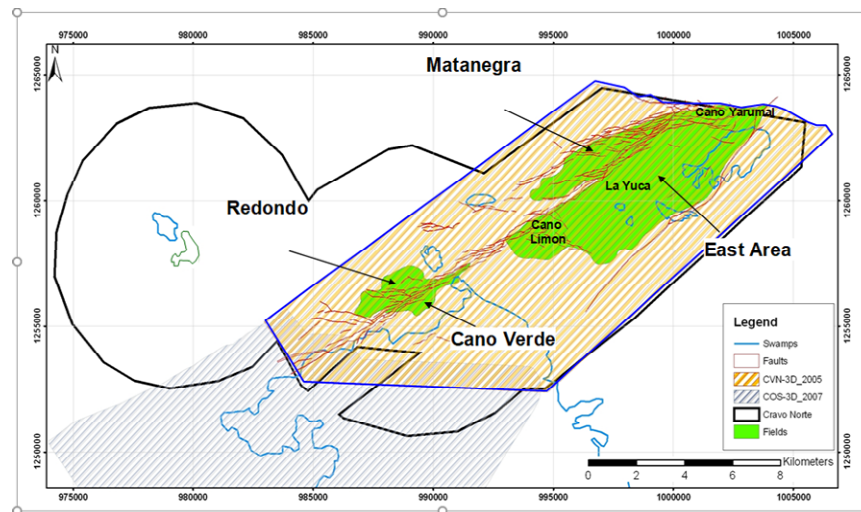
El campo está situado en la porción norte de la cuenca de los Llanos. En resumen, el campo tiene una característica elipsoidal alargada que está influenciada por el arco de Arauca, pero puede dividirse en varios bloques fallados controlados por fallas principales de desplazamiento de rumbo.

### ***3.2.2 Breve descripción del modelo estructural***

La estructura está controlada por tres fallas principales de desplazamiento de rumbo: Las fallas de Caño Limón, La Yuca y Matanegra (figura 1.1). Estas fallas separan las áreas contractuales en diferentes estructuras.

**Figura 2.**

*Mapa de ubicación del área del contrato de Asociación - Cravo Norte.*



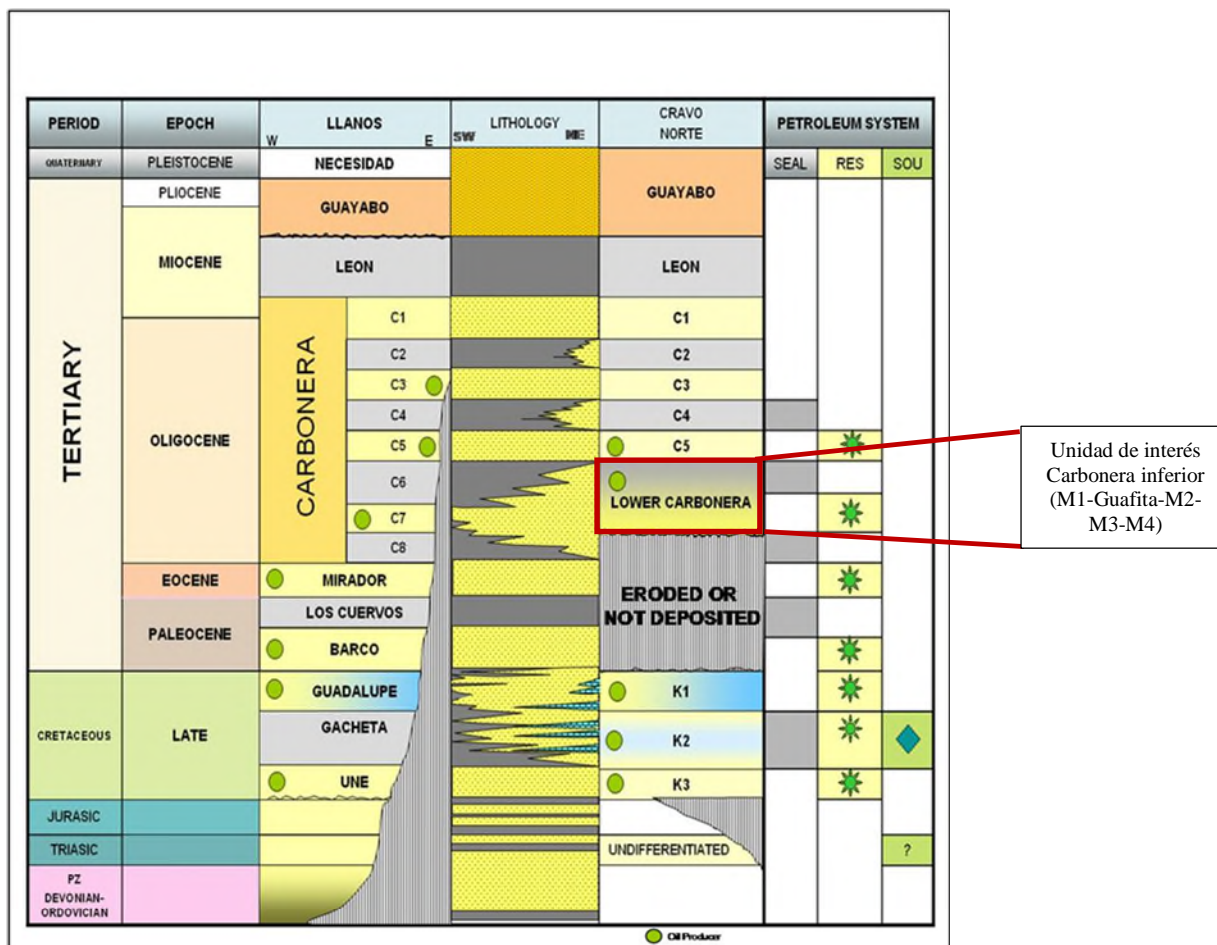
*Nota.* Modificado de Occidental de Colombia, LLC.

La falla de desplazamiento de rumbo de Caño Limón es la principal (figura 2). El lado derecho de la falla de Caño Limón tiene un máximo desplazamiento vertical de 450 pies. Esta separa el bloque de desplazamiento hacia abajo de La Yuca – Caño Limón – Caño Yarumal del bloque de desplazamiento hacia arriba de Matanegra. También divide el bloque de desplazamiento hacia arriba de Redondo del bloque de desplazamiento hacia arriba de Caño Verde. La falla de desplazamiento de rumbo de La Yuca tiene un máximo desplazamiento vertical de 400 pies y separa el bloque de desplazamiento hacia debajo de La Yuca Este del bloque de desplazamiento hacia arriba de La Yuca. La falla de Matanegra tiene un desplazamiento vertical aproximado de 50 pies. Las fallas de Caño Limón y Matanegra son sellantes impidiendo el paso de fluidos y por ende define como bloques hidráulicamente separados a Matanegra de Caño Limón, La Yuca y Caño Yarumal. Se desconoce la continuidad del Campo Caño Yarumal hacia el norte por encontrarse en el límite fronterizo con Venezuela.

Los yacimientos son depósitos de arena de edad del Cretáceo hasta el Oligoceno con un sistema regresivo de ambientes de depositación que van desde el marino poco profundo, pasando por el deltáico hasta el fluvial (figura 3). La profundidad promedio del yacimiento es de 6,900 pies. La estratigrafía del área de Cravo Norte es la misma que se encuentra en general en la Cuenca de Llanos Norte.

Figura 3.

Columna estratigráfica del área de los Llanos.



Nota. Tomado de la presentación anual de reservas (Oxy, 2019)

### *3.2.3 Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del área*

La nomenclatura de la estratigrafía usada en los campos del área se puede observar en la Figura 1.2. Las secuencias incluyen al menos tres episodios de transgresión y dos episodios de regresión. La secuencia progresa hacia arriba desde depósitos cretácicos marinos someros y ambientes deltaicos dominados por olas a complejos sistemas deltaicos dominados por ríos de la Formación Carbonera Inferior, y finalmente sobrepuestos por depósitos de llanura déltica superior e inferior, influenciados por procesos maréales y fluviales, representados por la Formación Carbonera Superior.

Dentro del área del campo, arcillolitas que han sido identificadas y correlacionadas subdividen las principales unidades en yacimientos continuos en el horizonte. Las arcillolitas principales, tanto para propósitos de correlación como de subdivisión para el yacimiento del Carbonera Inferior, son las arcillolitas de Guafita. Las parasecuencias principales están subdivididas entre diferentes subzonas o unidades de flujo aparentes usando los principios generalmente aceptados de geología. Estas subzonas se han definido por medio de registros, núcleos convencionales, descripción de registros de lodo y la más reciente adquirida sísmica 3D.

La principal acumulación de crudo está compuesta por partes de las cuatro principales unidades sedimentarias con un espesor combinado de aproximadamente 1,000 pies (profundidad real), las cuales se identifican de arriba hacia abajo como: Carbonera Superior (C5), Carbonera Inferior (LC), Cretáceo K1 y Cretáceo K2. El desarrollo de este proyecto está enfocado en Carbonera inferior.

### ***3.2.4 Breve descripción del modelo sedimentario***

La Formación del Carbonera Superior ha sido subdividida en cinco diferentes unidades: C1 al C5; siendo esta última la única unidad en la cual se han encontrado hidrocarburos en el área (Figura 1.2).

El límite entre el Carbonera Superior y el Inferior se reconoce como una superficie de erosión. Esta superficie presenta una arcillolita regional inferior (superficie de inundación) que da como resultado variaciones significativas en espesor, dependiendo si los sedimentos arcillosos del Carbonera Superior, o las areniscas de los canales se superponen a las arcillas del Carbonera Inferior o a las areniscas del canal.

El yacimiento del Carbonera Inferior (finales del Eoceno al Oligoceno) está compuesto principalmente de depósitos deltaicos fluviales. Análisis de variogramas a partir de la información de registros eléctricos de los modelos geológicos existentes en Petrel y la correlación de los registros de “facies” indica una orientación generalizada del litoral del noreste-suroeste con varias “facies” de areniscas y arcillolitas observando cambios del nivel del mar en una dirección noroeste-sureste respectivamente. El Carbonera Inferior ha sido dividido de arriba hacia abajo en cinco zonas, M1-Guafita-M2-M3-M4.

El Carbonera Inferior o unidades ‘M’ son ricas en areniscas, con una menor pero consistente estratificación de arcillolitas las cuales representan los depósitos de llanuras de inundación con incursiones periódicas marinas. Las arcillolitas de Guafita son un consistente marcador regional, el cual es usado para correlaciones y subdivisiones del yacimiento del Carbonera Inferior. Esta arcilla divide el M1 de las secciones inferior M2 al M4 con una confianza muy razonable. Esta es la unidad de interés en este proyecto.

El límite del Carbonera Inferior con el Cretáceo es una inconformidad regional importante ya que da lugar a variaciones significativas, dependiendo si areniscas del Carbonera Inferior o arcillolitas marginales a prodelta se superponen a las arcillolitas marinas Cretáceas o depósitos de areniscas delgadas. Estas arcillolitas marinas del Cretáceo se superponen a una serie de ciclos de areniscas grano-crecientes, que corresponden a los depósitos litorales, muy claramente observados en registros y núcleos convencionales. El Cretáceo está dividido en tres unidades, K1, K2 y K3 de arriba hacia abajo respectivamente (Figura 3).

### **3.3 Breve descripción del Interpretación petrofísica**

El modelo petrofísico de un campo petrolero contiene los parámetros necesarios para la cuantificación de las propiedades de roca-fluido tales como la arcillosidad, la porosidad efectiva y la saturación de fluidos, que son usados directamente en los cálculos del petróleo original en sitio (POES). Adicionalmente, los modelos petrofísicos incluyen el cálculo de la permeabilidad, el modelamiento de facies y los tipos de roca, los cuales son los parámetros de entrada en la realización de modelos estáticos (Dortman, 1992). El arte y la ciencia de la interpretación de registros cuantitativos consiste en transformar el registro medido dentro de la formación requerida, mediante el uso de relaciones petrofísicas.

En el campo Caño Yarumal, generalmente se adquiere un set de registros que consiste en: caliper, rayos gamma, potencial espontáneo, resistivos a diferentes profundidades de investigación, densidad, neutrón y sónico, los cuales son utilizados para la interpretación petrofísica e identificación de arenas netas petrolíferas. A continuación, se describen los modelos actualmente usados en el campo.

### 3.3.1 Modelo de saturación.

Existen diferentes modelos de saturación de agua desarrollados de acuerdo a las características de la roca y del medio poroso en el cual los fluidos están contenidos (Dalkhaa, 2005). Entre los más conocidos se encuentran los modelos de Archie, Simmandoux, Indonesia, Waxman-Smits, Doble-Agua, Nigeria, entre otros.

Gracias a estudios preliminares, y conociendo las particularidades del campo Caño Yarumal, en donde una de las principales características es el contenido alto de arcilla en el yacimiento, el modelo que mejor se ajusta y el cual se emplea actualmente para el cálculo de saturaciones es el Indonesia, en el cual se asignan valores de resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) por zona.

El modelo de Indonesia se utiliza para los casos en los que la arcilla se encuentre en forma de arcilla laminar (Avedaño, 2015). La relación de Poupon-Leveaux fue desarrollada para resolver algunos problemas en el cálculo de las saturaciones de agua en algunos campos del sudeste asiático, ya que allí se presentaban aguas de formación relativamente frescas y altos grados de arcillosidad. La fórmula en términos de resistividad es la siguiente (Archie, 1950), Formula 1:

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left( \sqrt{\frac{\phi^m}{a * R_w}} + \frac{V_{cl}^{(1-(V_{cl}/2))}}{\sqrt{R_{cl}}} \right) * S_w^{n/2} \quad (\text{Formula 1})$$

donde:

$R_t$  = Resistividad total o curva de resistividad

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

$R_{cl}$  = Resistividad de la arcilla

$\phi$  = Porosidad efectiva

$m$  = Exponente de cementación

$n$  = Exponente de saturación

$V_{cl}$  = Volumen de arcilla

$S_w$  = Saturación de agua

Los valores que se manejan en el modelo de saturacion pueden consultarlo en la Tabla 1.0

**Tabla 1.**

*Contactos Agua Aceite.*

Propiedad	Valor	Minimo	Máximo
Porosidad Promedio %	22%	11%	28%
$V_{cl}$ Promedio %	26%	23%	46%
$R_w$ Promedio @ Temp de Yacimiento (ohm.m)	5.6	4.98	7.96
$R_{cl}$ Promedio @ Temp de Yacimiento (ohm.m)	14.4	5.31	29.27
Factor a	1		
Exponente de Cementacion (m)	1.85		
Exponente de Saturacion (n)	1.85		

*Nota.* Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

✓ Resistividad total ( $R_t$ ). El valor proviene directamente del dato del registro de resistividad profunda tomado en cada pozo. De no encontrarse afectado por una severa invasión del lodo inducida durante la perforación, este valor corresponde a la respuesta de resistividad de la formación y fluidos del yacimiento.

✓ Resistividad agua de formación ( $R_w$ ). El valor de  $R_w$  es uno de los parámetros de mayor variación, dado que el área se encuentra afectada por un acuífero activo de agua dulce de resistividades de agua altas. El  $R_w$  utilizado en la interpretación petrofísica inicial para la formación M, se obtuvo combinando métodos empíricos de  $R_w$ , tales como:  $R_w$ -ratio y  $R_{wa}$ .

✓ Volumen arcilla. Es un cálculo indirecto resultante de la interpretación litológica a partir de los cross plot de densidad-neutron y la combinación con los registros rayos gamma. Gracias a los estudios realizados, este valor tiene alta confiabilidad en sus cálculos.

✓ Resistividad arcilla. El valor puede provenir de datos de laboratorio o del registro de resistividad medidos intervalos arcillosos estratigráficamente cercanos a la arena de interés.

✓ Porosidad efectiva. Calculo indirecto a partir de los registros de densidad, neutrón y/o sónico, se calibra directamente con datos de pozos perforados donde se cuenta con información de núcleos de roca.

✓ Exponente de cementación (m) y exponente de saturación (n). Para la formación M se encuentran calibrados a partir de análisis de núcleo realizado en un pozo del sector, con valores de  $m=1.94$  y  $n=1.98$ .

### **3.4 Propiedades de los fluidos.**

El objetivo principal de la interpretación petrofísica es la de identificar el contenido de arcilla y la porosidad. En este caso particular, el volumen de arcilla es calculado utilizando los x-Plot de Densidad-Neutrón: Areniscas vs Calizas vs. Dolomitas que combinado con el registro de Rayos Gamma (GR) nos ayuda a identificar intervalos con/sin Minerales radioactivos ya que se ha observado que en algunas ocasiones el registro de Rayos Gamma no siempre es un buen indicador de arcillosidad, ya que sobreestima la arcillosidad en presencia de Ortoclasa y la subestima en presencia de arcillas poco radioactivas, como Caolinita, Clorita, y Glauconita.

Para la determinación del tipo y saturación de fluidos se realizan cálculos de saturación de agua con el modelo de Indonesia para areniscas arcillosas, asignando valores de Resistividad de

agua (Rw) por zonas. Los valores de Rw se obtienen combinando métodos empíricos de Rw, tales como: Rw picket Plot, Rw-ratio, Rwa y Rw\_Sp. El valor utilizado para el Rw es el obtenido por los métodos de Rwa y Rw-Sp cuyos valores son los que más se aproximan entre sí.

En el área de Cravo Norte, los contactos Agua – Aceite han sido definidos usando los gradientes de agua y aceite calculados a partir de los registros de presión de formación tomados en hueco abierto en los pozos originales. Entre las herramientas utilizadas para la obtención de esta información se encuentran MDT y RFT entre otros (Tabla 2.0).

**Tabla 2.**

*Contactos Agua Aceite.*

CAMPO	Contacto Agua Aceite	Contacto Agua Aceite
	Formación LC. (TVDSS - ft)	Formación Cretáceo. (TVDSS - ft)
Caño Yarumal	-7,300	-7,298

*Nota.* Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

Petróleo In situ original fue calculado sin aplicar Cut-offs y hasta el contacto agua aceite para cada campo como se señala en la Tabla 3.0.

## Definición de yacimiento y propiedades de los fluidos – Caño Yarumal

Tabla 3.

*Propiedades de los fluidos.*

Propiedad	Formación C5	Formación LCAR	Formación K1
Gas-oil ratio Rsi (SCF/STB)	6	6	6
Factor Volumétrico Boi (RB/STB)	1.05	1.05	1.05
Presión de Burbuja (psi)	68	68	56
Viscosidad Aceite(cp)	4	3	4
Gravedad API	29-31	29-31	29-31
% H2S/CO2/N2	0/0.3/0.25% mol	0/0.3/0.25% mol	0/0.3/0.25% mol
Salinidad [ Value / Type ]	600 ppm	1,000 ppm	2,500 ppm
Profundidad Promedio (ft)	6680 tvdss	7338.5 tvdss	6966 tvdss
Intervalo Gross Yacimiento (Ave. TVT ft)	251	220	135
Espesor Net Pay (Ave. TVT ft)	38	145	43
Temperatura Yacimiento (degrees F)	211	211	211
Presión de Yacimiento [Initial/Current] (psi)	3,200	3,200	3,200
Porosidad Promedio %	23%	26%	22%
Porosidad Promedio Min%	11%	13%	12%
Porosidad Promedio Max %	28%	28%	28%
Permeabilidad Promedio Min (mD)	101	51	18
Permeabilidad Promedio Max (mD)	4,565	3,237	3,607
Permeabilidad Promedio (mD)	950	1,150	405
KV/KH	0.34	0.40	0.38
Fracturado?	No	No	No
Contacto Agua Aceite depth (ft)(SS)	-6865	-7300	-7298

*Nota.* Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

Carbonera inferior,  
unidad de interés

### 3.5 Estado actual del campo Caño Yarumal

Actualmente, en el campo Caño Yarumal existen 94 pozos perforados como productores; de los cuales, 61 se encuentran activos y 9 se encuentran suspendidos debido a que su última tasa de producción de aceite no es económica o tienen problemas operacionales para su funcionamiento.

La producción diaria de crudo del campo hasta diciembre 31 del 2019, asciende a los 3,328 barriles de aceite en promedio, con una producción aproximada de 404,028 barriles de agua por día, para un promedio en corte de agua de 99.1%. La figura 4 muestra la historia de producción de los dos últimos años del campo.

#### Figura 4.

*Historia de producción del campo Caño Yarumal.*



*Nota.* Tomado de base de datos de Occidental de Colombia, LLC.

En el campo, ninguno de los pozos fluye de forma natural. Basados en diferentes estudios, se determinó que el levantamiento con bombeo electro sumergible (ESP) es el método más

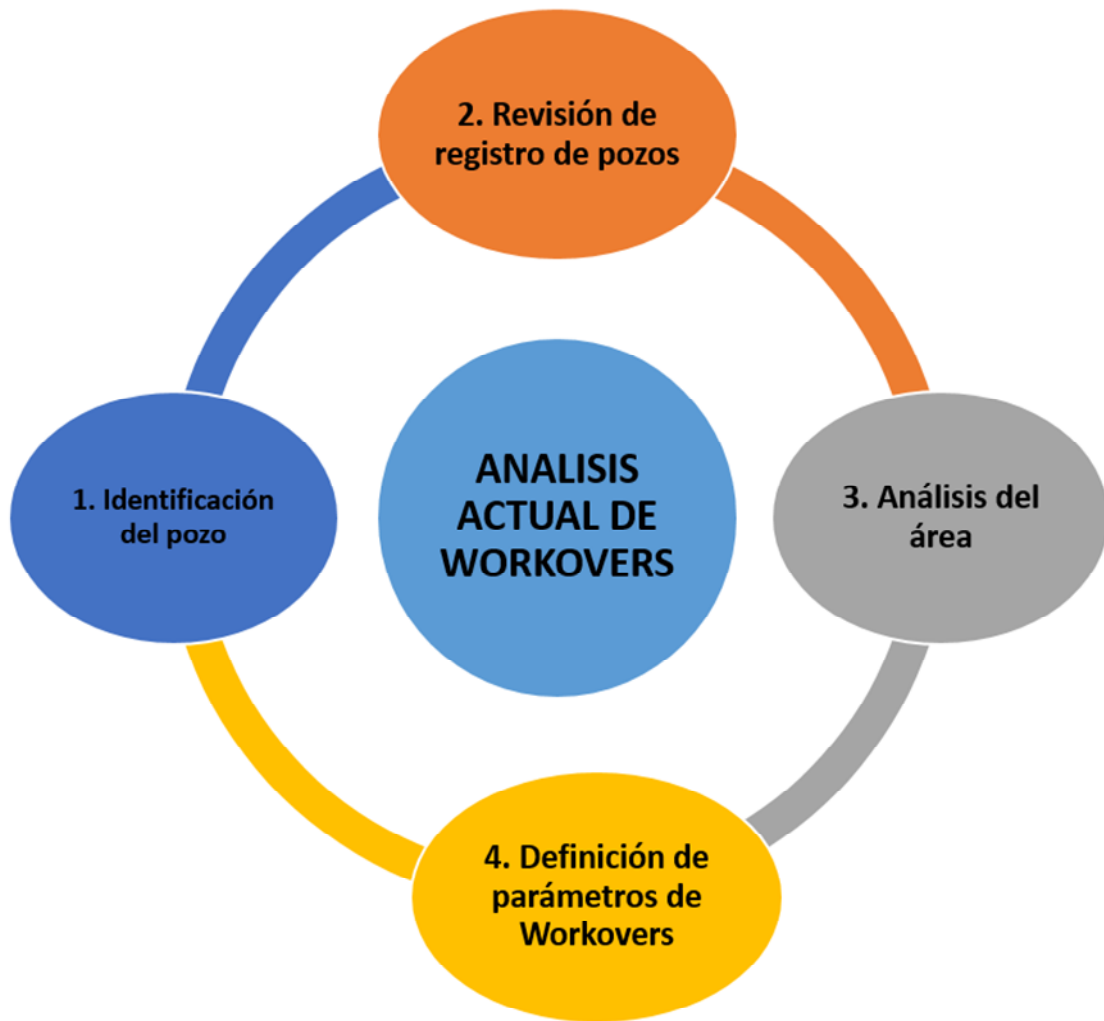
adecuado de producción, principalmente por las altas profundidades de las formaciones productoras, los altos caudales de producción, los altos cortes de agua y por temas de seguridad en el sector que no permiten la instalación de Bombeo Mecánico.

#### **4. Análisis actual para identificar un Workovers en pozos existentes.**

En este capítulo se presenta una descripción de la metodología actual que tiene la empresa establecida para encontrar nuevas oportunidades de Workovers en pozos existentes. Este proceso se evidenció mediante observación, prácticas y seguimientos de varias propuestas realizadas por los ingenieros. En el siguiente diagrama (figura 5) se describe de forma general el análisis que se realiza.

**Figura 5.**

*Proceso de identificación de Workovers de pozos.*



A continuación, se hace una breve descripción del proceso de identificación de reacondicionamiento en pozos existentes.

#### **4.1 Identificación del pozo**

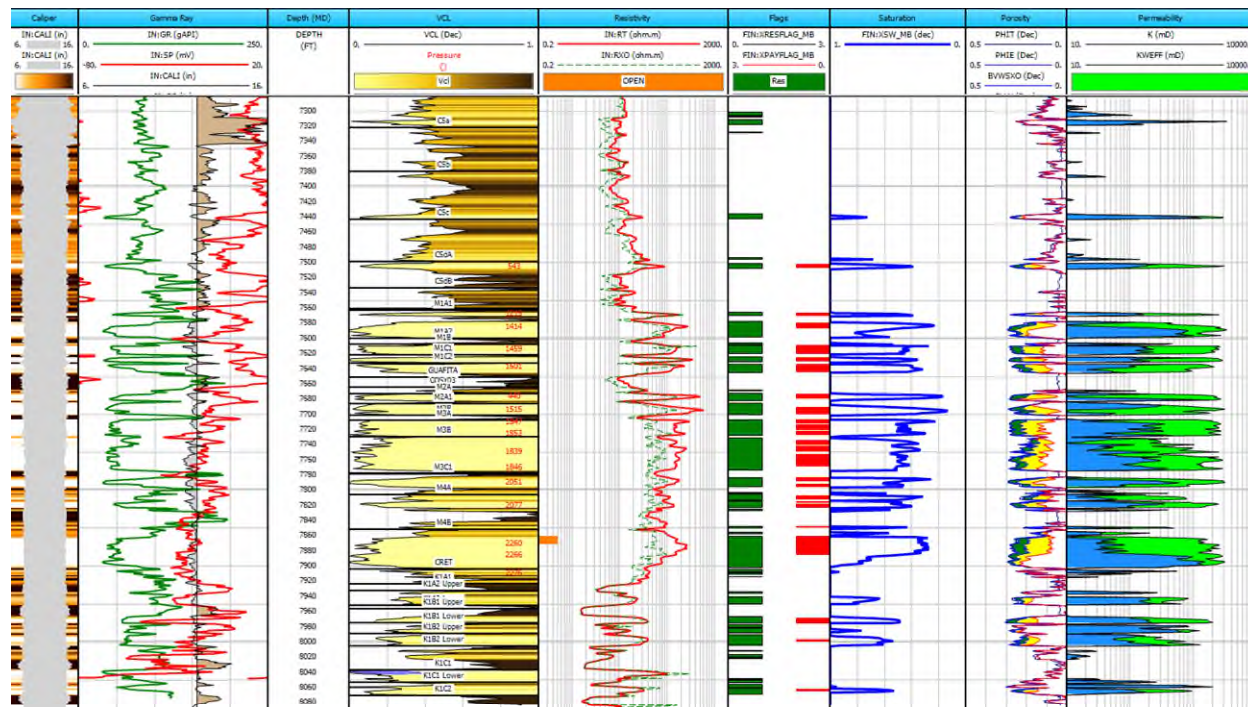
Esta identificación se hace basado en baja producción de aceite del pozo, porque no son atractivos desde el punto de vista económico o porque el pozo está inactivo. Por lo general estos pozos candidatos se obtienen cuando el monitoreo de BSW muestra que la tasa de producción de aceite no es atractiva, pozos que llevan un tiempo prolongado inactivos o pozos en donde se ha adquirido información (PLT, RST por ejemplo y se evidencian yacimientos potenciales). Una vez identificado, si el pozo no se encuentra inactivo, se realiza la declinación, para poder definir si las reservas que quedan en el pozo no son atractivas. Este proceso aun cuando se encuentra la información en las bases de datos, hay que hacer las búsquedas manuales y es responsabilidad de cada ingeniero del área.

#### **4.2 Revisión de registro del pozo**

Una vez identificado este pozo se analiza sus respectivos registros. Para la descripción de este caso de estudio tomaremos como ejemplo el pozo XX01. Para revisar estos registros de pozos, se ingresa al programa PRIZM donde se hace un análisis completo del registro del pozo en sí, como se observa en la siguiente figura 6. En el registro se analiza que unidades han sido perforadas y cuales se encuentran disponibles. Revisando de manera visual los máximos y mínimos de saturación, permeabilidad y resistividad de las posibles unidades de interés. Uno de los principales inconvenientes que se presenta a la hora de hacer estos análisis, es que la empresa cuenta con pocas licencias de PRIZM y hay que hacer turnos entre los ingenieros para poder utilizarla, adicional que cada vez que se abre el programa este genera un costo para la empresa.

Figura 6.

Registros del pozo XX01



Nota. Tomado de las bases de datos oficiales de Occidental de Colombia, LLC.

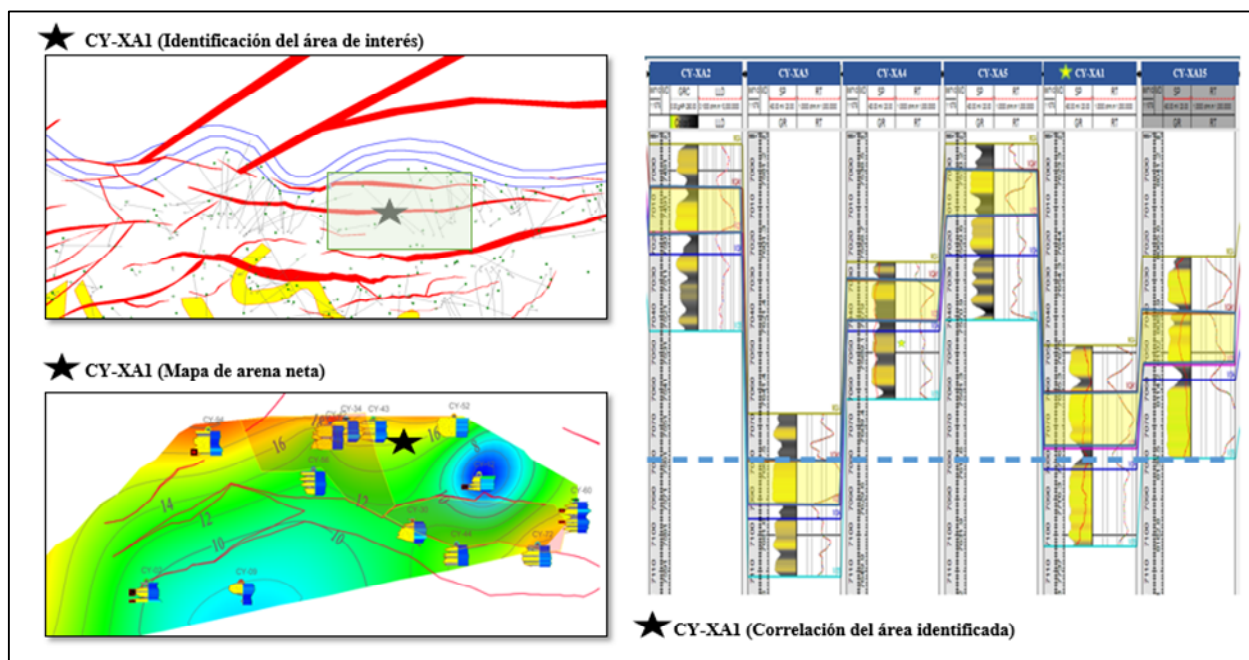
### 4.3 Análisis del área

Una vez identificadas estas unidades, se procede a analizar el área del pozo. Para lo cual se procede a revisar datos de producción, acumulados o interferencia de pozos cercanos en esa misma arena, esto actualmente se realiza en el programa DSS (Dynamic Surveillance Systems) a través de mapas estructurales se visualiza que pozos existen cercanos al pozo de interés. Se busca en los eventos de los pozos del área para saber si cuenta con información de registros como PLT (Técnica Registros de Producción) o RST (Herramienta Registro Saturación). Todo esto se lleva a cabo con el objetivo de validar que la unidad sea viable para un posible Workovers, analizando el

comportamiento del área total. Luego, se revisa nuevamente los registros en PRIZM de los pozos identificados como cercanos, con el fin de hacer comparaciones de resistividad, permeabilidad y saturación. Cuando se ha realizado esta validación, se le solicita al geólogo que realice mapas de arena neta, saturación y correlaciones de los pozos identificados del área, como se observa en la figura 7. Esto con el objetivo de seguir validando la viabilidad del Workovers.

**Figura 7.**

*Resultados del análisis del área de interés.*



*Nota.* Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

#### 4.4 Definición de parámetros de Workovers

Una vez se dispone de esta información, se discute con el geólogo los resultados de los análisis realizados. Si la unidad sigue siendo atractiva, el geólogo define el volumétrico, si este

volumétrico tiene unas reservas mayores a 43,000 bls. Este indicador es el mínimo actual establecido para definir un Workovers. El ingeniero se procede a hacer análisis de productividad de la unidad y definir la posible tasa inicial. Una vez definidos estos parámetros, se realizan los económicos que es el que finalmente decide si es viable el Workovers.

Este proceso se viene realizando desde hace mucho tiempo y funciona bien actualmente. El inconveniente está supeditado al factor tiempo que demanda para los ingenieros el análisis de una oportunidad de Workovers. Además, cuando el campo tiene una alta densidad de pozos, ya que es más difícil detectar aquellos trabajos que requerían una evaluación a corto plazo.

Cabe mencionar de igual forma, la razón por la cual se gasta mucho tiempo en el estudio del área de interés para un Workovers, es debido a que la información se encuentra en diferentes bases de datos, causando que haya mucha búsqueda general de forma manual en las diferentes fuentes. Por tal motivo, es que se propone una metodología un poco más eficiente y automatizada, donde se logre hacer barridos de áreas rápidamente para obtener una campana de Workovers en el campo y poder determinar un posible plan de acción para los pozos.

## **5. Nueva metodología propuesta para la identificación de oportunidades en incremento de producción en pozo existentes (Workovers).**

Al estudiar las diferentes herramientas y opciones que tiene la empresa para la identificación y evaluación del análisis de nuevas oportunidades para mejorar el comportamiento de la producción e incrementar reservas, que de ahora en adelante a este tipo de trabajo se llamara

Workovers en este documento, se encontró la oportunidad para optimizar los tiempos y costos de los análisis. Debido a que la información se encuentra en diferentes herramientas el tiempo para consulta de las mismas es alto y el costo de las licencias usadas también porque esto genera un valor adicional por cada ingreso del usuario.

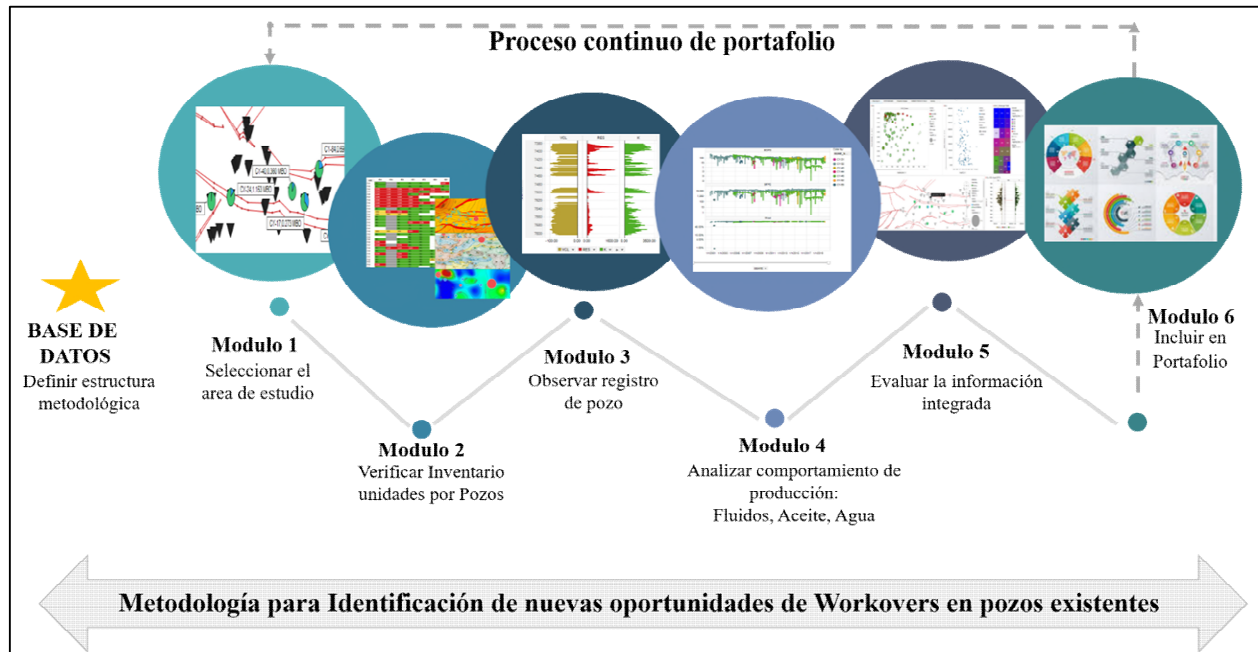
Basado en ésto se vio la necesidad de crear una metodología enfocada a centralizar la información requerida para estos análisis en una sola plataforma y que adicionalmente evitara el ingreso recurrente a herramientas adicionales. Después de un largo estudio de las aplicaciones que dispone la empresa, se definió que Spotfire era la plataforma ideal para la implementación de esta metodología. Se llegó a esta conclusión ya que permite integrar los datos desde diferentes aplicaciones, crear los módulos estructurados con poderosas visualizaciones de mapas, gráficas y tablas estadísticas y adicionalmente mantiene la información actualizada en tiempo real.

La principal ventaja de implementar esta nueva metodología es que el usuario puede encontrar o validar nuevas oportunidades de Workovers, resaltadas a través de los módulos diseñados, con una alta confiabilidad en los datos y eficacia en los análisis de los mismos, gracias a la centralización de toda la información requerida en una misma plataforma.

Finalmente es importante resaltar que esta metodología ha sido desarrollada en 7 módulos (figura 8) en el desarrollo de este documento cual se explicará de manera detallada cómo utilizarlo, como seguir el flujo de datos y cuál es el objetivo específico de cada uno.

**Figura 8.**

*Metodología propuesta para identificación de Workovers.*



### Resumen general de los módulos:

- **Estructura metodológica (Modulo cero):** en este módulo se creó y organizaron las bases de datos junto con los códigos requeridos de programación, cabe resaltar que este módulo cuenta con los cimientos desde donde se desarrolla la metodología cubierta por este proyecto ya que es donde se centraliza toda la información requerida para los análisis.

- **Área de estudio (Modulo uno):** este módulo está enfocado al estudio del área de interés, aquí el usuario podrá conocer la ubicación de los pozos existentes, su producción acumulada mediante mapas de burbuja y de igual manera podrá identificar posibles sectores con potencial de oportunidad de trabajo de Workovers, mediante el análisis de los pozos cercanos.

- **Inventarios por unidades (Modulo dos):** en este módulo será posible identificar los pozos que pueden estar disponibles para un trabajo de Workovers, verificando a través de mapas de facies y capacidad de flujo las zonas preferenciales de drenaje y posibles zonas aún sin drenaje.
- **Registros del pozo (Modulo tres):** este módulo dispone de las curvas de permeabilidad, saturación y volumen de arcilla, con base en la información de estos registros interpretados por pozo y su comparación con los demás, se pueden inferir potenciales trabajos de Workovers de una manera ágil. Además incluye el factor tiempo, el cual es crítico en la identificación de oportunidades en yacimientos maduros.
- **Comportamiento de producción (Modulo cuatro):** este módulo está enfocado a conocer como ha sido la historia de producción del área de interés, los remanentes disponibles y los volúmenes acumulados por pozos hasta la fecha.
- **Información Integrada: (Modulo cinco):** este módulo está enfocado validar la interpretación de la integración de los registros del pozo con la producción real, esto ayuda a estimar el posible perfil de producción.
- **Portafolio (Modulo seis):** una vez que se tiene identificado los posibles pozos con trabajos de Workovers, se adiciona al portafolio de nuevas oportunidades, junto con todo el soporte encontrado en esta aplicación.

A continuación, se inicia la explicación cada módulo de la metodología de manera más detallada.

## 5.1 Estructura Metodológica (Bases de Datos)

El paso cero es el inicio de toda la base de la metodología, este se encuentra a su vez dividido en tres grandes bloques, y se asocia a una pirámide como se observa en la figura 9. La primera es las bases de datos, que es donde se crea e integra las tablas requeridas para la metodología en este caso se utilizó Access y Oracle, la segunda son los códigos y consultas desarrollados que se implementarán en Access y por último es la integración de estos bloques en la herramienta de Spotfire, que es donde finalmente los ingenieros podrán interactuar y trabajar con el programa.

Antes de iniciar con la explicación de la estructura es importante hacer una pequeña reseña de las herramientas que se utilizaran en esta aplicación:

### 5.1.1 Herramientas de desarrollo

**5.1.1.1 TIBCO Spotfire.** Es una plataforma de análisis de datos, con un acceso rápido y conveniente desde archivos, bases de datos, servicios web, API o servidor. La información puede combinarse desde múltiples fuentes para facilitar el descubrimiento profundo de datos. Posee aproximadamente más de 16 tipos de variedad de visualizaciones; lo que incluye: barras, líneas, mapas, gráficos circulares, mapas térmicos y gráficos de red (Tibco, s.f.).

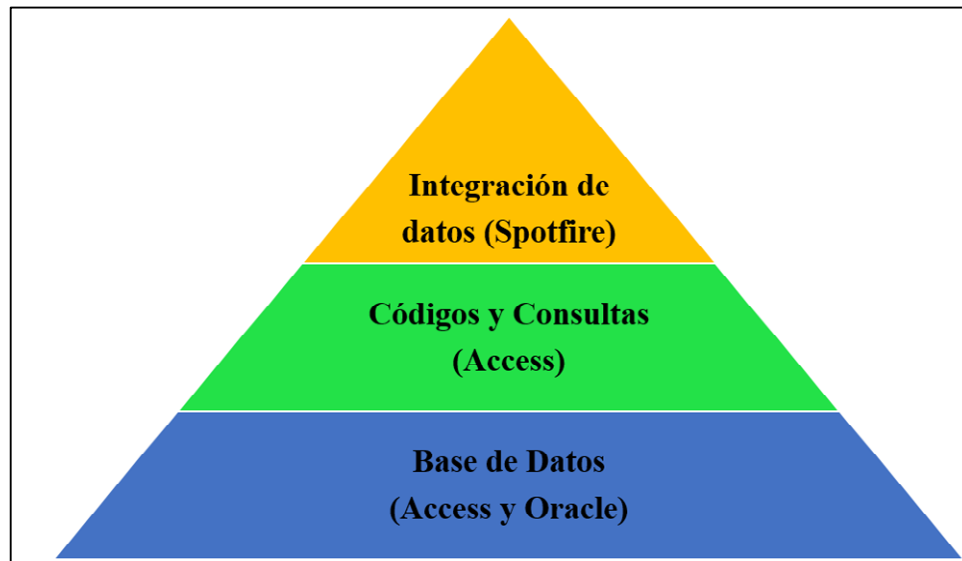
**5.1.1.2 ORACLE.** Es un sistema de bases de datos más completos, destacando: Soporte de transacciones, estabilidad escalabilidad y soporte multiplataforma. Podríamos definir a Oracle

como una herramienta cliente/servidor para la gestión de Bases de Datos que se usa principalmente en grandes empresas (Oracle, s.f.).

**5.1.1.3 Microsoft Access.** Microsoft Access, también conocido como Access, es un software que permite gestionar una base de datos. El programa forma parte de Microsoft Office, un paquete de aplicaciones que permiten realizar tareas de oficina. Debido a que Access tiene la particularidad las siguientes características: se pueden compartir todas las bases de datos creadas de forma rápida y mediante distintos medios, es un programa que interactúa de manera clara y sencilla con otros softwares, su interfaz es intuitiva, es un programa de tipo multiusuario y permite importar datos de forma fácil y rápida.

### Figura 9.

*Definición estructura metodológica*



**5.1.1.4 Base de Datos.** Una vez revisada la metodología utilizada por los ingenieros de yacimientos para la identificación de Workovers, se hizo un análisis detallado sobre el proceso

utilizado para un trabajo de Workovers en un pozo, debido a que el objetivo principal de esta metodología es facilitar y disponer de la información necesaria en una sola plataforma, se vio la necesidad de dividir en dos procesos la construcción de base de datos. Esto debido a la necesidad de almacenar cierta información que no se encuentra disponible en bases de datos o no se encuentra almacenadas en tablas que pueda integrarse con otras aplicaciones.

El primer proceso realizado fue identificar las bases de datos existentes para integrar la información en una sola plataforma, para este caso fue Access la base de datos seleccionada, debido a que es muy sencillo y seguro la unión con bases de datos almacenadas en Oracle y permite la creación de nuevas tablas ajustando el modelo según las necesidades, adicional que Access es una herramienta compatible perfectamente con Spotfire. El segundo proceso fue crear una nueva base de datos que ayudará al almacenamiento de la información requerida que actualmente no estaban registradas en las bases datos de la compañía y si existían, no eran compatibles con otras bases de datos.

Las tablas identificadas con la información almacenada que se encuentran en Oracle y que se requieren en esta metodología son:

- Pozos del campo: en esta tabla se encuentra información específica del pozo como son el campo al que pertenece, tipo de pozo, coordenadas de ubicación fondo y superficie, fecha de perforación, estatus si es activo, inactivo o abandonado, entre otras características.
- Producción: en esta tabla se encuentra la producción histórica de los pozos, como lo son aceite, agua, fluidos, corte de agua, fechas. Previamente se realizó una distribución de producción con los registros PLT, ayudando a disponer de la producción por cada una de las unidades.
- Eventos de los pozos: en esta tabla se encuentra las fechas a fechas en que se realizaron los diferentes trabajos en los pozos, como lo son trabajos de cañoneo o abandono de unidad, fecha

de registros como PLT y RST, toma de prueba de laboratorio BSW o las fechas de intervención por fallas en el pozo.

Como se mencionó anteriormente, fue necesario crear unas nuevas tablas para poder almacenar información. A continuación, se describen las tablas principales y el proceso de validación que se aplicó para cada una de ellas:

✓ **Tablas de registros de pozo:**

- Se exportaron en Excel desde Prizm los registros de 94 pozos que existen en Caño Yarumal. A estos registros se le aplicó ciertos controles de calidad, porque se evidenció que todas las curvas de los pozos no se encontraban almacenadas en esta herramienta, por lo cual se recurrió a otras bases de datos para encontrarla.

- Se diseñó una tabla para almacenar la información de las curvas de resistividad, permeabilidad, volumen de arcilla, esta información se cargó cada 0.5 pies del pozo.

✓ **Tablas de Topes y unidades:**

- De Prizm se obtuvo la información de los nombres de las unidades cada 0.5 pies de profundidad por cada pozo.

- Se bajó un archivo de Excel con el estatus de las unidades, el cual se identifica por los siguientes números: 0= Unidad no ha sido cañoneada, 1= Unidad produciendo y 2=la unidad se encuentra cerrada.

- Esta tarea se hizo para cada pozo, tanto activos, inactivo y abandonados, porque todos ayudan a entender el drenaje del área.

✓ **Tablas de Reservas:**

- En esta tabla se cargaron las declinaciones oficiales registrada para cada pozo, con su respectivo b y d, esto para calcular los remanentes de reservas de cada pozo y determinar si el área tiene oportunidad de drenaje adicional.

✓ **Tablas de Estadísticas Unidad:**

En tabla contiene la organización de los datos y el inventario de cada unidad por pozo y se encuentra la siguiente información:

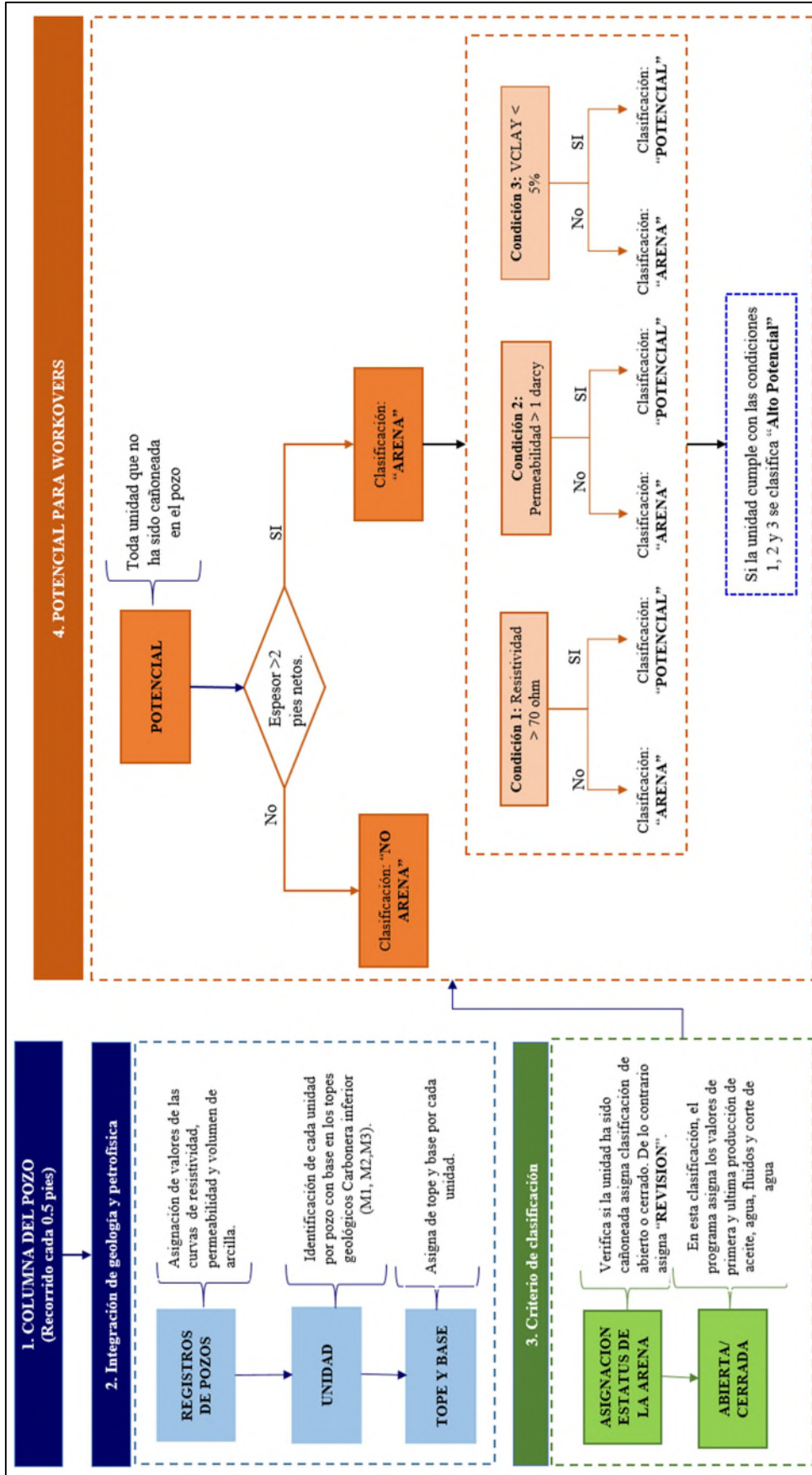
- El nombre del pozo.
- Estatus del pozo (Activo, inactivo, Abandonado)
- Nombre de la arena cada 0.5 pies en toda la columna.
- El estatus (Abierto, cerrado o potencial).
- Primer y último corte de agua registrado en cada unidad.
- Acumulados por arena.
- Fecha inicial y ultima de producción.

Nota: el diseño de las tablas de Access, se podrán ver en el anexo No 1. Las de Oracle no se pueden publicar por ser información confidencial de la empresa.

**5.1.1.5 Consultas y Códigos.** Las consultas y códigos de desarrollos que soportan esta metodología fueron creadas también en Access. La idea que una vez se valide en el campo Caño Yarumal, la estructura diseñada pueda implementarse en otros campos o en otras unidades productoras como se vaya requiriendo. En esta parte del desarrollo de los códigos se tuvo en cuenta mucho los conceptos petrofísicos y geológicos, en el cual se definieron unos parámetros para poder definir de forma automática cuando una unidad se clasificaba como potencial para Workovers.

**Figura 10.**

*Lógica de programación implementada en el inventario de unidades*



La lógica implementada en este proceso se describe a continuación y se puede observar en la figura 10, esta lógica se implementó para clasificar el estatus de las unidades, definiendo si la unidad ha sido abierta en algún momento, de lo contrario explica cómo el algoritmo clasifica la unidad como potencial o no para tenerlo en cuenta en los análisis de trabajos de Workovers.

En este diagrama se observa que la lógica está dividida en tres grandes procesos que son: integración geológica y petrofísica, criterios de clasificación y potencial para Workovers.

**Integración de geología y petrofísica:** en este proceso la lógica de programación que se utilizó es cargar las curvas de resistividad, permeabilidad y volumen de acilla en la tabla donde se encuentra el registro del pozo cargado cada 05 pie de profundidad. Una vez realizado este proceso, se asigna el nombre de cada unidad de todo el pozo, se carga cual es el tope y base de cada unidad con los topes geológicos de carbonera inferior, esto para poder diferenciar la unidad M1, M2, M3 y M4 en el pozo.

**Criterio de clasificación:** Una vez identificado el tope y la base de cada unidad, se procede a clasificar cada unidad de la zona de carbonera inferior, para esto se recorre cada una de las unidades clasificándola de la siguiente forma:

- Si encuentra el valor de 0, se asigna la clasificación de “**Revisión**”, que significa que la unidad aún no ha sido cañoneada,
- Si el valor es de 1, se asigna que la unidad está “**Abierta**”, que significa produciendo actualmente.
- Si el valor es 2 se asigna “**Cerrada**”, que significa que la unidad ya no se encuentra produciendo actualmente.

Si el sistema clasifico la unidad como “Abierta” o “Cerrada”, se procede a buscar información de producción del pozo y todos aquellos datos que ayude para los análisis del área como se observa en la tabla 4.

**Tabla 4.**

*Diseño de tabla en Access*

WELL	ARENA	TOPE	BASE	ESTATUS	ESTATUS-POZO	OPEN-ARENA	ACEITE-INICIAL	AGUA-INICIAL	OCUM	ACEITE-FINAL	AGUA-FINAL	CLOSE-ARENA
WELL-X1	M2A1	7656	7675	CERRADO	CERRADO	2015	80	1000	1,626,692	14	1619	2016

En esta tabla queda almacenada la siguiente información:

- Pozo
- Unidad
- Tope
- Base
- Estatus de la unidad
- Estatus del pozo
- Fecha de apertura de la unidad
- Aceite inicial
- Agua inicial
- Acumulado
- Aceite final
- Agua final
- Fecha de cierre de la unidad

**Potencial para Workovers:** Si la unidad no cumple con la clasificación de abierta o cerrada, quiere decir que la unidad no ha sido cañoneada y se aplica un proceso diferente para determinar si es atractivamente potencial para inventario de portafolio.

Como las unidades se encuentran clasificadas como bloques, el sistema registra por cada unidad de la zona de carbonera inferior el máximo, mínimo y promedio de las curvas de resistividad y permeabilidad y valida el volumen de arcilla que contiene estas unidades. Después de haber registrado estos valores, procede a verificar si el bloque tiene un espesor neto mayor a 2 pies, si cumple con esta condición el bloque se clasifica como “**Arena**”, si no cumple esta condición se clasifica como “**No Arena**”, este criterio es porque se ha observado que las contribuciones de hidrocarburos en arenas con espesores inferiores a 2 ft no cumplen con los criterios económicos. Si la clasificación es “**Arena**”, se sistema valida las siguientes condiciones:

1. Resistividad mayor a 70 ohm.
2. Permeabilidad mayor a 1 darcy.
3. Volumen de arcilla <5%

Si la unidad cumple con alguna de estas tres condiciones se clasifica la unidad como “**Potencial**”, pero adicional el sistema realiza la validación que si la unidad cumplió con las 3 condiciones se clasifica como “**Alto Potencial**”, cabe anotar que estos parámetros fueron previamente discutidos con el petrofísico y se realizaron diferentes pruebas para validar el correcto funcionamiento de esta lógica de programación. Pero vale la pena recordar que estos valores se cumplen actualmente solo para las arenas M, en el campo Caño Yarumal que es el enfoque principal de este proyecto.

Este es el diseño que se implementó para la estructura de datos y lógica de programación que da soporte a la aplicación, una vez se dispone de todas las tablas tanto de Oracle como las

creadas en Access, se procede hacer la conexión desde hacía Spotfire, que es finalmente la herramienta en donde se inicia la parte de la metodología y en la que el usuario podrá interactuar con la herramienta.

**5.1.1.6 Integración de datos en Spotfire.** Una vez diseñada la base de datos y códigos de programación, se procede a integrar toda esta información en Spotfire, en esta herramienta se desarrolló la metodología propuesta y es donde los ingenieros podrán interactuar de forma visual con ella.

Los módulos diseñados en esta metodología que de ahora en adelante lo llamaremos “TAB”, es un conjunto de visualizaciones (gráficas, mapas, tablas y filtros) que se encuentran organizados para los análisis de la información y que combinados entre ellos ayudan a validar la viabilidad de una oportunidad de Workovers identificada.

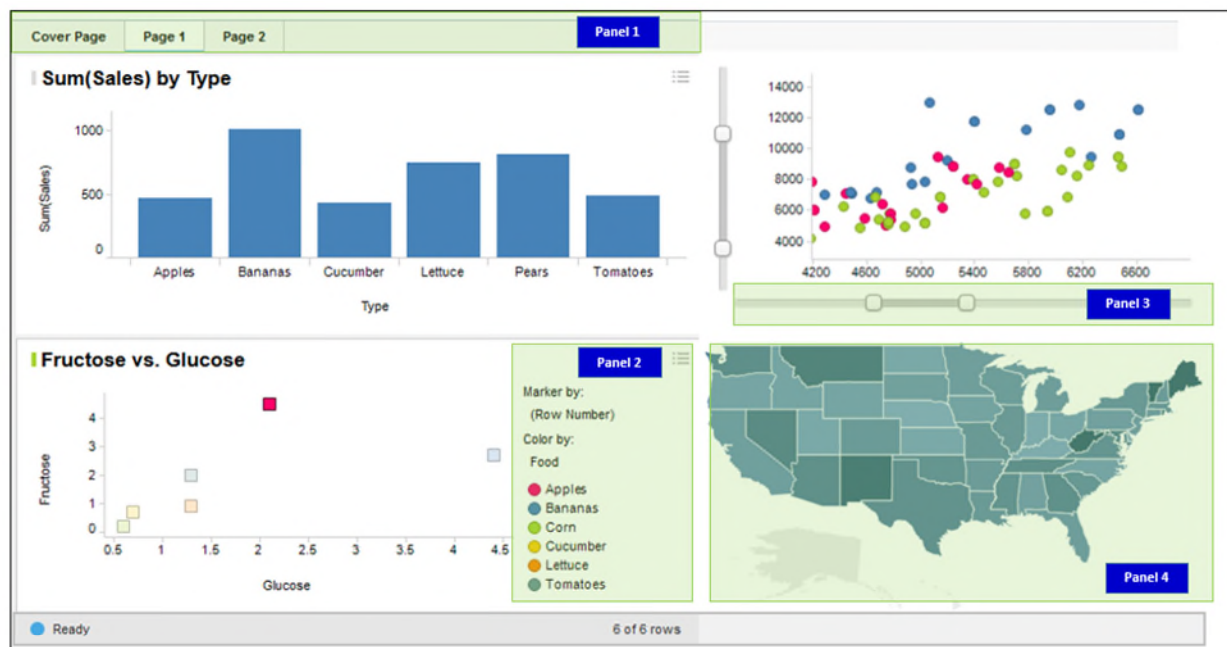
Estos TABS tienen un funcionamiento general en toda la aplicación. El entender cómo utilizarlos es la clave para poder realizar análisis generales o detallados de la información que se desea trabajar. Cada uno está diseñado con un objetivo específico que responde a las preguntas que pueden surgir en los análisis, validando o descartando el posible Workovers a medida que avanza a través de ellos. Es importante aclarar que esta metodología no es lineal, se puede avanzar o regresar entre TABS, según como lo requiera el usuario. A continuación, se explicará el funcionamiento y navegación en los TABS, basado en la figura 11.

**5.1.1.6.1 Navegación Spotfire.** La navegación en cada TABS del Spotfire se realizarán a través de paneles, que son los que ayudan a que la información visualizada sea dinámica. Cada

panel tiene un funcionamiento específico que ayuda a la navegación en el sistema y el entendimiento de la información.

**Figura 11.**

*Ejemplo de TAB diseñado en Spotfire*



Nota. Tomando de Tibco (s.f.) Recuperado de:

“[https://docs.tibco.com/pub/spotfire\\_web\\_player/6.5.0/doc/html/es\\_ES/GUID-51EDE89E-D80C-480C-BD7F-6CCE57EFD62C.html](https://docs.tibco.com/pub/spotfire_web_player/6.5.0/doc/html/es_ES/GUID-51EDE89E-D80C-480C-BD7F-6CCE57EFD62C.html)”

- **TABS (Panel 1):** son los nombres de TABS, a presionar cada TAB, cambian la visualización, es la manera de cómo puede navegar de adelante y hacia atrás, a través de las opciones diseñadas.

- **Leyenda (Panel 2):** Cada mapa tiene diferentes leyendas el cual ayuda a reflejar las diferentes dimensiones de los datos, por ejemplo, color, tamaño y forma. Identificando patrones

sobre estos, La leyenda contiene las claves para explicar cada una de las visualizaciones, como lo son:

- **Color By:** ayuda a realizar clasificaciones por medio de colores en las gráficas o mapas. (pozos activos, apagados o abandonados)

- **Shape By:** Indica por medio de figura diferentes tipos sobre mapas. (ejemplo: pozos Inyectores o productores)

- **Size By:** Indica el tamaño que representa, (por ejemplo, pueden ser burbujas que representa el acumulado de producción de un pozo).

- **Control Zoom (Panel 3):** Los controles deslizantes de zoom se usan para obtener una visión más cercana de los detalles de una visualización, se pueden ubicar en el eje X, en el eje Y o en ambos. Se puede acercar la imagen de la visualización ajustando los controladores de los controles deslizantes de zoom.

- **Mapas (Panel 4):** esta barra de movimiento ayuda a realizar zoom a la gráfica, sea para colocar la imagen más grande o pequeña, según la preferencia del usuario.

Ahora que se entiende cómo se puede navegar y filtrar la información, se iniciará detalladamente la explicación de cada módulo junto con su objetivo en la metodología propuesta.

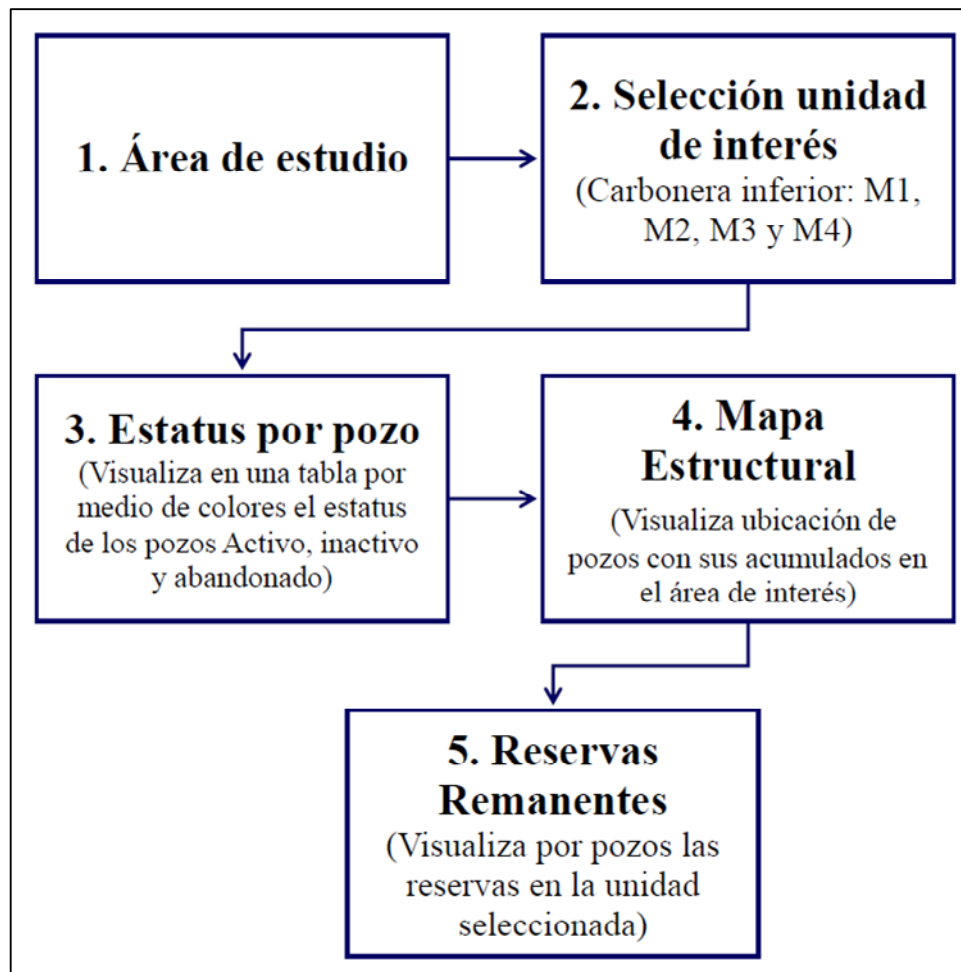
### ***5.1.2 Área de estudio (Modulo Uno)***

En este módulo es importante aclarar que cuando se refiere a Área, hace referencia al subconjunto del yacimiento que se desea analizar, puede contener varios pozos, cada uno con un área de drenaje y comportamiento específico de producción.

El objetivo principal de este TAB es estudiar y conocer el área de interés (figura 12). El usuario podrá identificar los pozos existentes en la zona, su producción acumulada mediante mapas de burbuja e identificar posibles sectores con potencial de oportunidad de trabajo de Workovers, mediante el análisis de los pozos cercanos.

**Figura 12.**

*Tab Área de estudio*



El TAB está programado para que el usuario seleccione el área de interés o trabaje sobre un pozo específico. En este TAB se visualiza aquellos pozos que requieren una revisión a corto plazo según su estatus (activo o inactivo) o por su remanente de reservas en la unidad que se esté analizando.

**Funcionamiento:**

- **Unidad de interés:** Figura 13, este panel permite seleccionar la unidad geológica sobre la que se realizará el análisis, en este caso como el proyecto está enfocado en Carbonera inferior, se visualizará el M1, M2, M3 y M4 como se observa en el panel 1. Una vez esta seleccionada, las gráficas, tablas y mapas se filtrarán por esta unidad, es decir, el TAB después de la selección solo visualizará la información que tenga relación a la selección definida por el usuario.

**Figura 13.**

*Área de estudio – Selección unidad de interés*



- **Estatus por pozo:** Figura 14, en este panel el sistema visualizará los estatus del pozo en esta unidad, indicando por medio de colores si se encuentra activo, inactivo o abandonado. En esta tabla se podrá seleccionar el pozo de interés con el que se desea iniciar los análisis del área.

Figura 14.

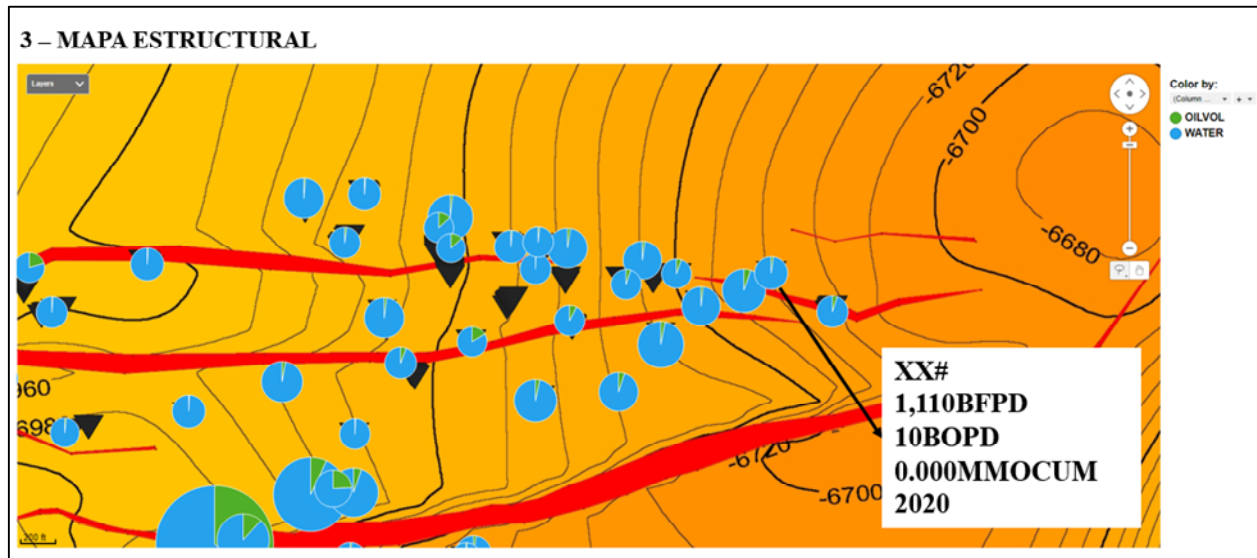
Área de estudio - Estatus por pozo



- **Área:** Figura 15, una vez seleccionado el pozo el sistema resalta automáticamente en el mapa todos los pozos cercanos con las ubicaciones de coordenadas de fondo, la producción acumulada hasta la fecha por medio de burbujas y adicionalmente visualiza por medio de triángulos aquellos que no se han abierto en la unidad de interés.

**Figura 15.**

Área de estudio – Mapa Estructural



- **Remanentes de reservas:** Figura 16, cuando el usuario ha identificado el área de interés el sistema automáticamente filtrará todos los pozos del área resaltada, visualizando en esta tabla las reservas remanentes, la última tasa de aceite, fluidos, corte de agua y posible última fecha de producción, adicional resalta de color rojo todos aquellos pozos que tenga un remante de reservas menor a 43,000 de aceite acumulado, permitiendo dimensionar desde este punto de la metodología el posible potencial que pueden tener los pozos, esta información es importante porque ubica al usuario en el drenaje total de la zona.

Figura 16.

Área de estudio – Reservas Remanentes

4 – RESERVAS REMANENTES

Pozo	Unidad	Reservas	Ultima Fecha	Last Oil	Last Fluid	Last WCUT	Colors:
XX02	M1	31,805	6/10/2024	5	2,434	99.8%	<input type="radio"/> OK
XX08	M1	116,287	3/2/2120	124	5,296	97.7%	<input checked="" type="radio"/> Buscar WO
XX11	M1	42,500	3/2/2120	77	128	40.0%	<input type="radio"/> All values
XX14	M1	116,287	3/21/2025	0	0	0.0%	
XX15	M1	39,000	5/16/2024	25	7,438	99.7%	
XX16	M1	616,420	3/2/2120	0	0	90.8%	
XX19	M1	435,849	2/14/2043	35	7,085	99.5%	
XX21	M1	1,809,686	3/1/2120	9	4,191	99.8%	
XX23	M1	706,422	3/2/2120	33	1,303	97.5%	
XX26	M1	368,133	3/2/2120	14	14	0.0%	
XX30	M1	368,133	3/21/2025	23	4,098	99.4%	
XX32	M1	184,978	2/24/2028	110	21,959	99.5%	
XX40	M1	241,294	3/2/2120	0	0	0.0%	

El valor agregado de esta metodología es que aun cuando es el primer TAB de esta aplicación, se logra identificar de manera rápida y sencilla el comportamiento de producción actual y posible potencial del área de interés, debido a que en este TAB se integra la información relevante que permite al usuario entender las características de la zona o el área que dispone. Ayudando desde aquí a detectar si existe oportunidades de un posible trabajo de Workovers o incluso a identificar en el tiempo aquellos pozos con bajas reservas que requieren un trabajo futuro en otra unidad.

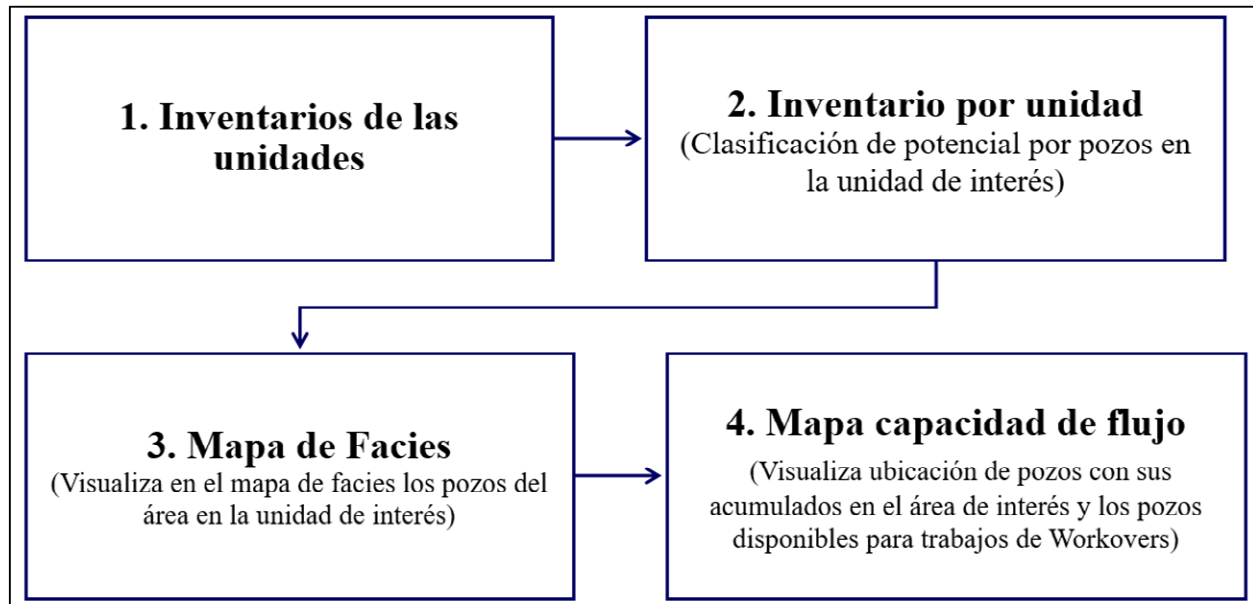
Para resaltar en esta selección del área, se podrá consultar de manera rápida la siguiente información por pozo:

- Estatus del pozo.
- Pozos cercanos.

- Unidad de producción.
- Acumulado en la arena específica.
- Última tasa de producción (Aceite, fluidos y corte de agua).
- Volumen de reservas que queda por drenar en el pozo.
- Posible última fecha de producción del pozo en la unidad actual.

### *5.1.3 Inventario Unidades (Modulo Dos)*

Otra de las bondades del Spotfire es que permite que el filtro seleccionado en algún TAB se conserve en todas las visualizaciones, es decir, si en el módulo anterior se identificó un área de interés, porque el ingeniero logró detectar uno o varios pozos candidatos para trabajo de Workovers, este filtro se mantiene en los siguientes TABS, esto con el objetivo de poder conservar la historia del análisis.

**Figura 17.***Tab Inventarios de unidades*

Este TAB tiene como objetivo principal validar en que pozos del área identificada será posible realizar un trabajo de Workovers. Figura 17. El Tab está programado para que los pozos del área se visualicen en los mapas de facies y capacidad de flujo, mostrando por medio de burbujas los acumulados de producción en cada uno de ellos.

**Funcionamiento:**

- **Inventarios por unidad:** Figura 18, es la primera información que se observa con los inventarios de la unidad de interés, en el cual por cada unidad del pozo se encuentra una clasificación de sus estatus, como se describe a continuación:

- Abierto: la unidad se encuentra actualmente en producción.
- Cerrado: la unidad estuvo produciendo en algún momento en esta unidad.

- Potencial o Alto Potencial: unidad posible para el trabajo de Workovers, porque cumple con algunas de las condiciones planteado en el algoritmo de la figura 10.
- No arena: según el algoritmo de la figura 10, esta unidad no cumple con los requisitos para colocarla en producción.

**Figura 18.**

*Inventario de pozo con clasificación de la unidad de interés*

NAME	M
XX02	ALTO POTENCIAL
XX08	CLOSE
XX11	CLOSE
XX12	POTENCIAL
XX14	CLOSE
XX15	OPEN
XX16	POTENCIAL
XX17	POTENCIAL
XX19	ARENA
XX21	POTENCIAL
XX22	OPEN
XX23	POTENCIAL
XX25	POTENCIAL
XX26	POTENCIAL
XX28	CLOSE
XX30	CLOSE
XX32	POTENCIAL

Colors:

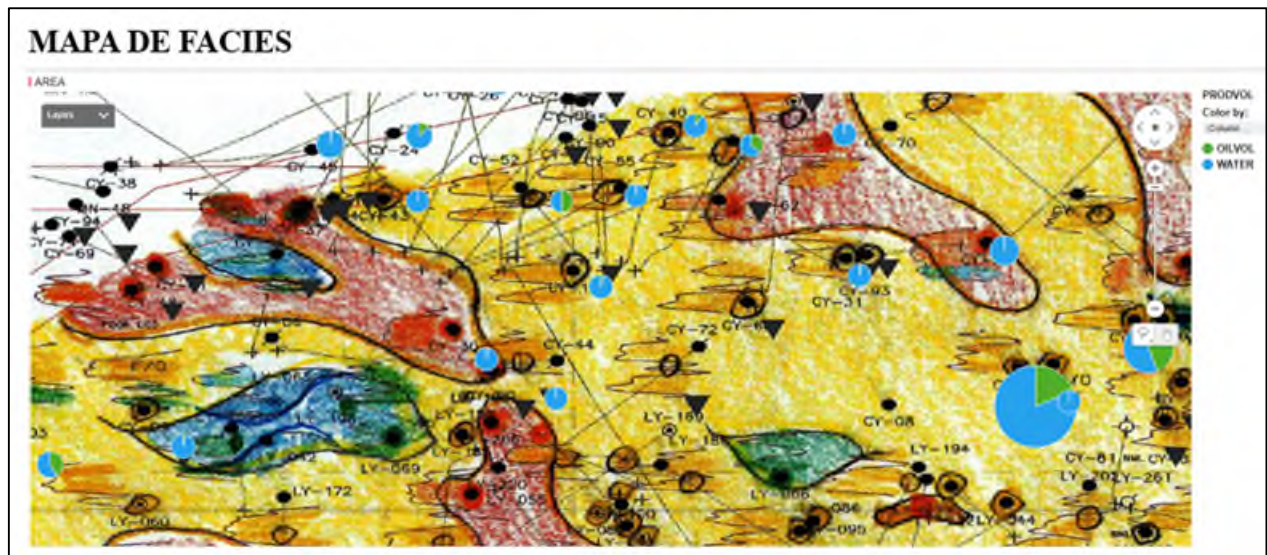
- ALTO POTENCIAL
- PARA REVISAR
- OPEN
- POTENCIAL
- CLOSE

- **Mapas Facies y Mapas de Capacidad de flujo:** los mapas de facies (figura 19), son importante porque nos ayuda a identificar zonas con ciertas características geológicas, y los mapas de capacidad de flujo ( $K \cdot H$ ) (figura 20), son importante porque ayudan a ver las posibles zonas preferenciales de drenaje y a identificar zonas no drenadas. En estos mapas se visualiza todos los pozos que han sido abierto con su producción acumulada y pozos los pozos que aún no se abierto

en la unidad de interés, visualiza su ubicación por medio de triángulos. La idea es validar que el pozo de interés para el trabajo de Workovers se encuentre en zonas no drenadas.

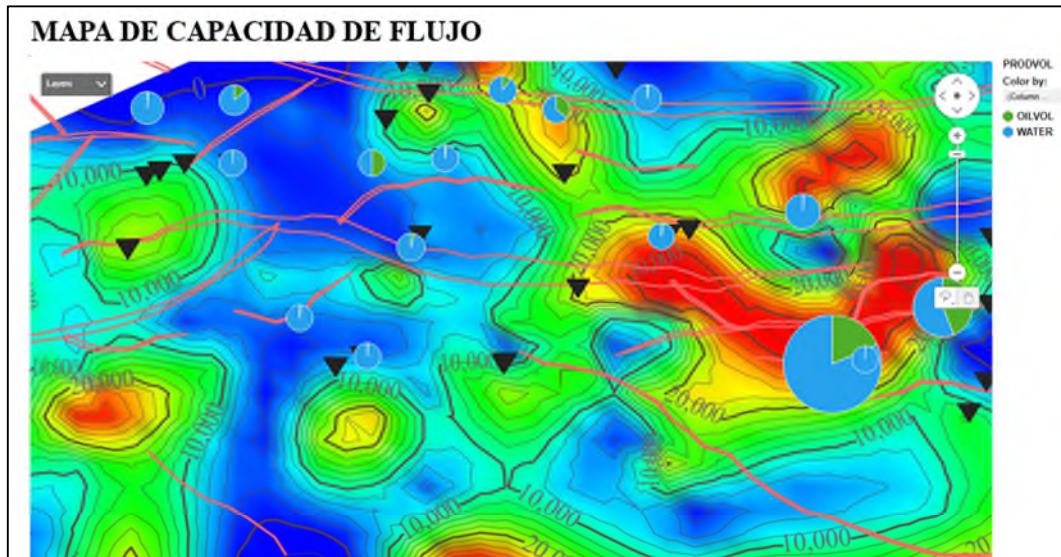
**Figura 19.**

*Mapa de Facies con ubicación de los pozos y producción acumulada en el área de estudio*



**Figura 20.**

*Mapa de Capacidad de flujo con ubicación de los pozos y producción acumulada en el área de estudio*



Es importante resaltar que este TAB se encuentran 8 mapas cargados, que representan las propiedades del Carbonera inferior, que como se ha mencionado antes, es el área de interés de este proyecto.

- Cuatro mapas de facies en las unidades: M1, M2, M3 Y M4.
- Cuatro mapas de capacidad de flujo ( $K \cdot H$ ) en las unidades: M1, M2, M3 Y M4.

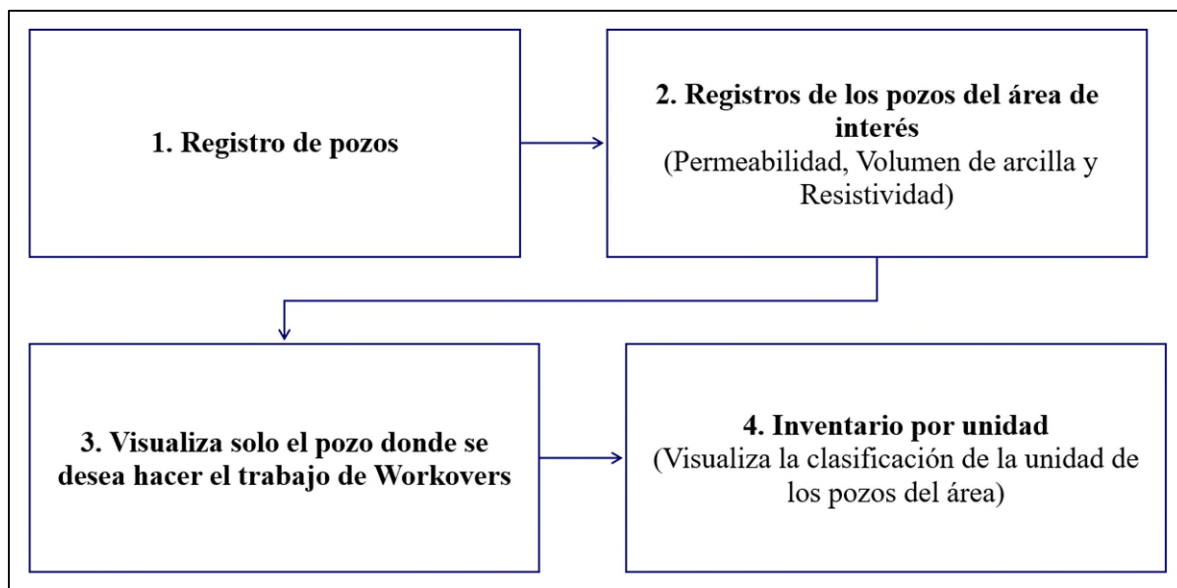
El usuario debe seleccionar el mapa de la unidad que se encuentra analizando, esta es una pequeña limitación que tiene el Spotfire, puesto que aún no se puede mover los mapas dinámicamente.

### 5.1.4 Registros (Modulo Tres)

Como se explicó anteriormente se cargaron todos los registros del pozo cada 0.5 pies de profundidad, los registros que se disponen en este TAB son los de permeabilidad, resistividad y volumen de arcilla. En el TAB el usuario podrá analizar las propiedades de cada pozo del área seleccionada, como se observa en la figura 21

**Figura 21.**

*Registros de pozos del área de interés*



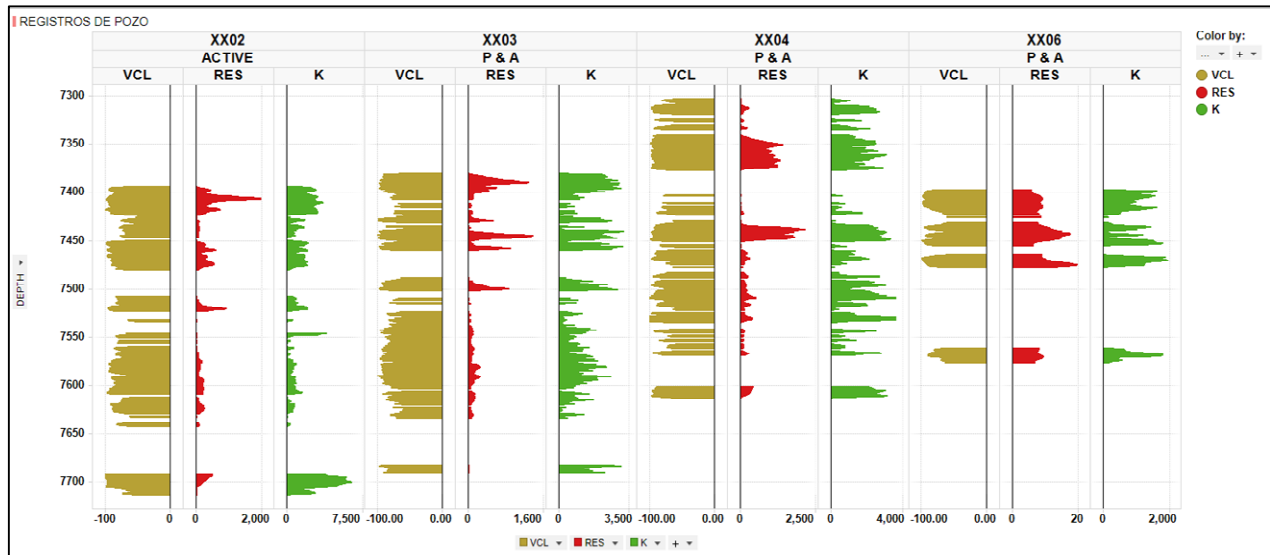
Este TAB tiene como objetivo principal estimar comportamiento de producción del posible trabajo de Workovers comparando con los pozos de la zona.

**Funcionamiento:**

- **Registro de pozo:** figura 22, en este panel se observa todos los registros de los pozos del área de interés, en cada uno se observa las curvas de permeabilidad, resistividad y volumen de arcilla. Indicando el estatus actual de cada uno de los pozos (Activo, inactivo o abandonado).

**Figura 22.**

*Registros de pozos del área de interés*



• **Inventario por unidad:** figura 23, en este panel se visualiza los pozos del área clasificando la unidad de interés. Este panel es el mismo que se observa en la figura 3.11 Panel 1. Se vuelve a visualizar en este Tab con el objetivo de verificar la clasificación con el registro de manera visual.

**Figura 23.**

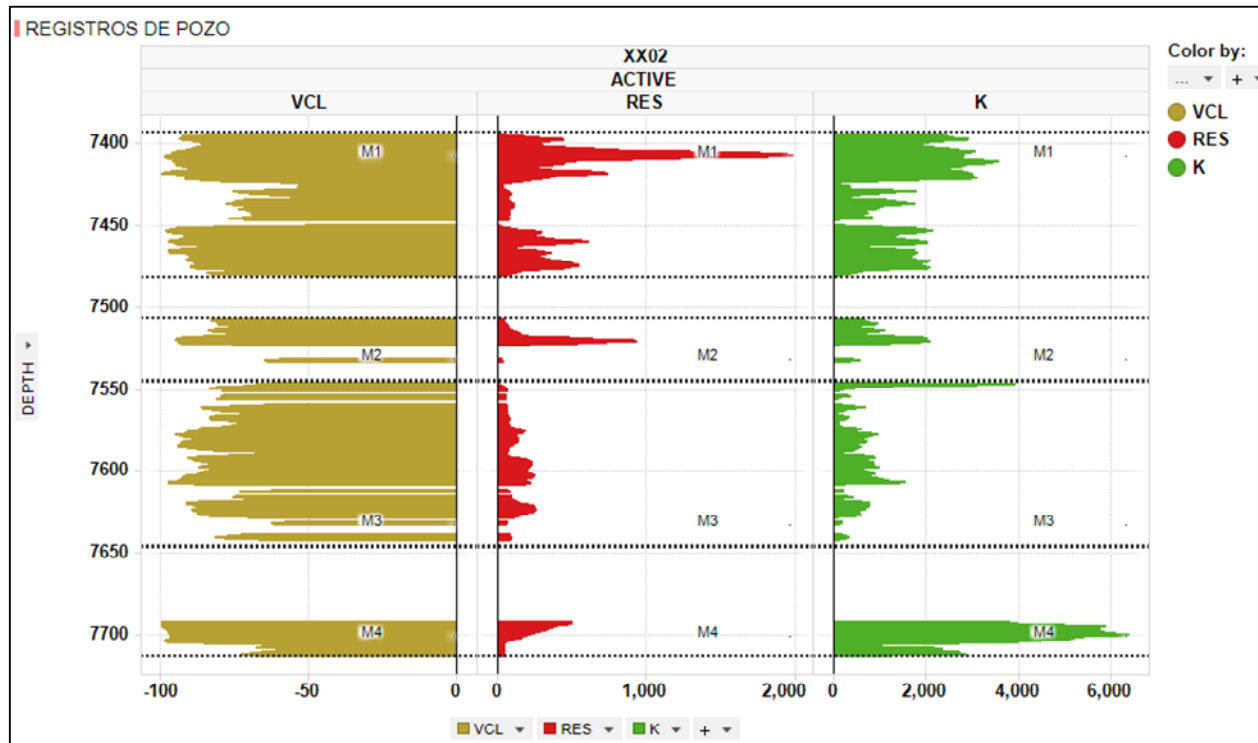
*Registros de pozos del área de interés*

INVENTARIO DE UNIDAD	
NAME	M1
XX02	ALTO POTENCIAL
XX03	CLOSE
XX04	CLOSE
XX06	CLOSE
XX07	CLOSE
XX08	CLOSE
XX09	CLOSE
XX11	CLOSE
XX12	POTENCIAL
XX14	OPEN
XX15	OPEN
XX16	POTENCIAL

- **Detalle registro de pozo:** figura 24, en este TAB el programa visualizara el registro del pozo seleccionado más ampliado para lograr analizar de una manera más detallada los rangos de cada una de las curvas. Este pozo se selecciona en el listado del panel 2. Adicional este panel tiene dividido por medio de una línea punteada el tope y base todas las unidades de carbonera inferior. (M1, M2, M3 y M4).

Figura 24.

Registros de pozos detallado



La información resaltada para consultar de manera rápida y confiable en este TAB es:

- Registro del pozo que se encuentran cargados cada 0.5 pies.
- Registro de resistividad(Res): Con este registro se puede estimar el corte de agua esperando en la unidad.
- Registros de permeabilidad(K).
- Registros de volumen de arcilla.
- Comparación de los registros de otros pozos del área que hayan producido en la unidad de interés y estimar el comportamiento futuro del Workovers.

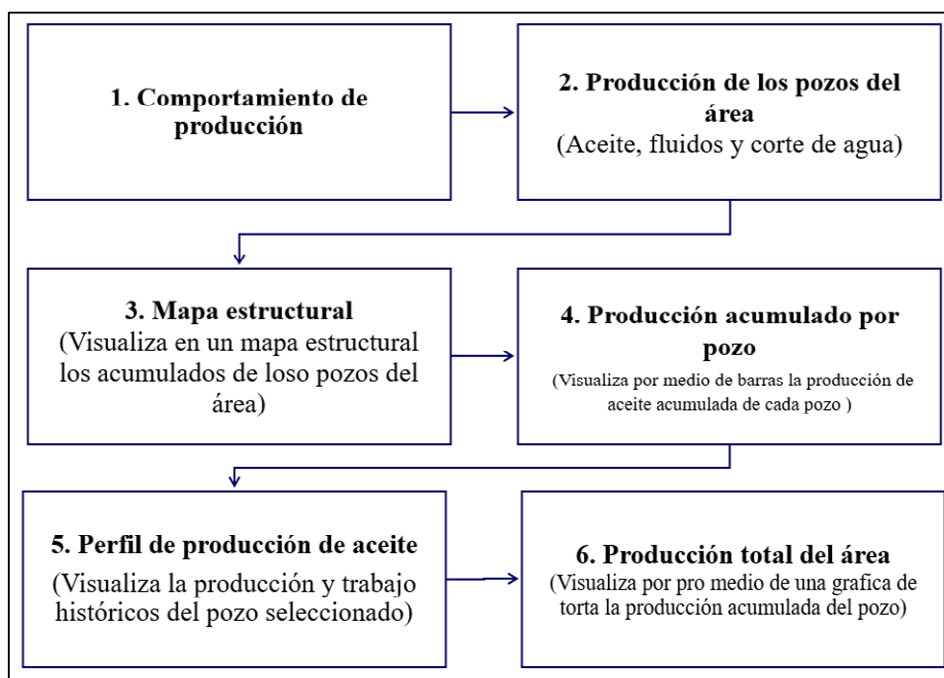
5.1.5 Comportamiento de Producción (Modulo Cuatro)

Uno de los grandes poderes de visualización que tiene el Spotfire es poder manejar las gráficas en función del tiempo, evitando así que estas sean estáticas, esto se logra debido al gran poder que tiene los filtros y de cómo se vaya organizando la navegación en estos.

El objetivo principal de este TAB es conocer como ha sido la historia de producción del área de interés, los remanentes disponibles y los volúmenes acumulados por pozos hasta la fecha como se observa en la figura 25

**Figura 25.**

*Comportamiento de producción del área de interés*

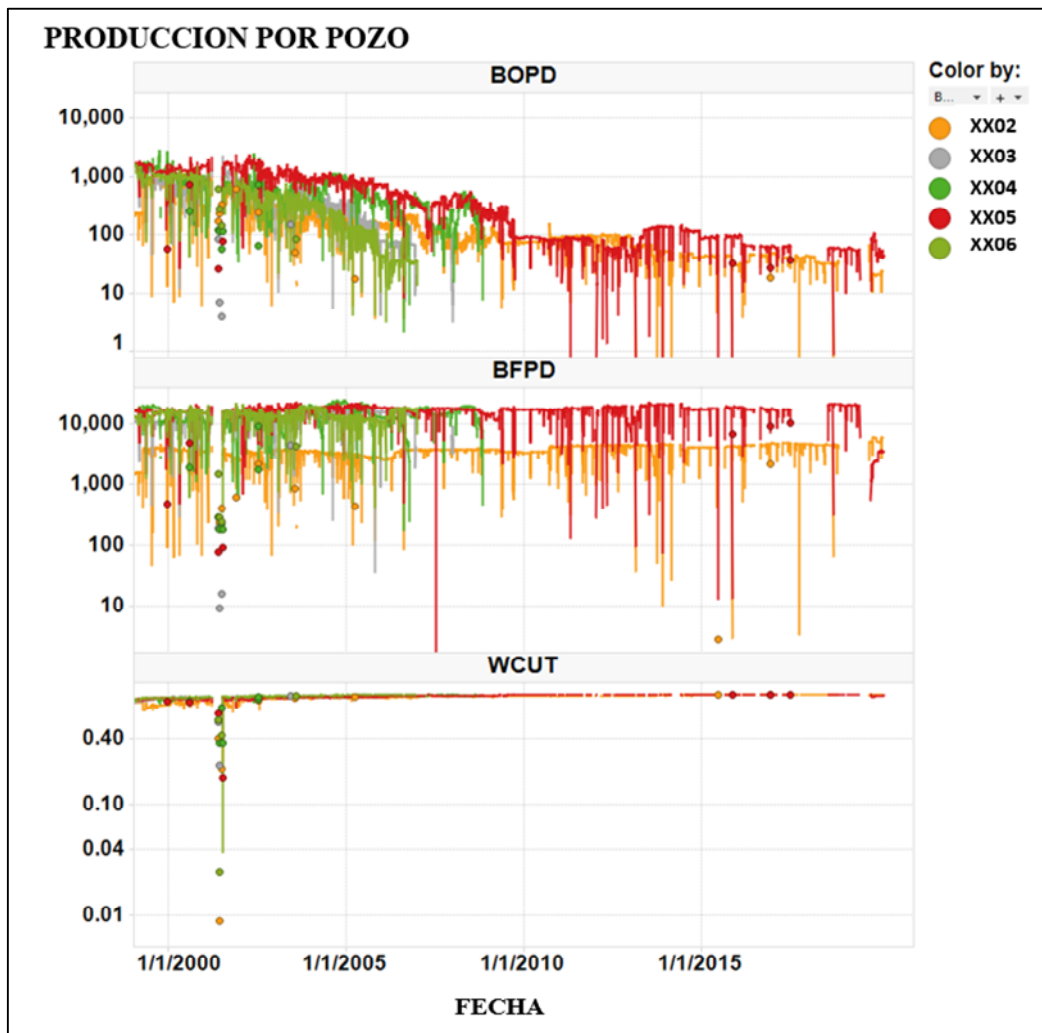


En este TAB será muy sencillo para el ingeniero analizar la historia de producción entendiendo como ha sido el área de drenaje de la zona de interés y consultando el volumen que existe acumulado en la unidad de interés.

**Funcionamiento:**

- **Producción por pozo:** figura 26, en este panel se visualiza la producción distribuida por registros de PLT (registro distribución de producción) esto ayuda a que el análisis del área sea más detallado porque se sabe realmente cual ha sido la producción específica por cada unidad. Aquí en usuario podrá ver los perfiles de aceite, fluidos y corte de agua por cada pozo del área y entender como ha sido la entrada del agua a través del tiempo, adicional se puede analizar si se genera alguna interferencia de producción a medida que van entrando los pozos.

Figura 26.

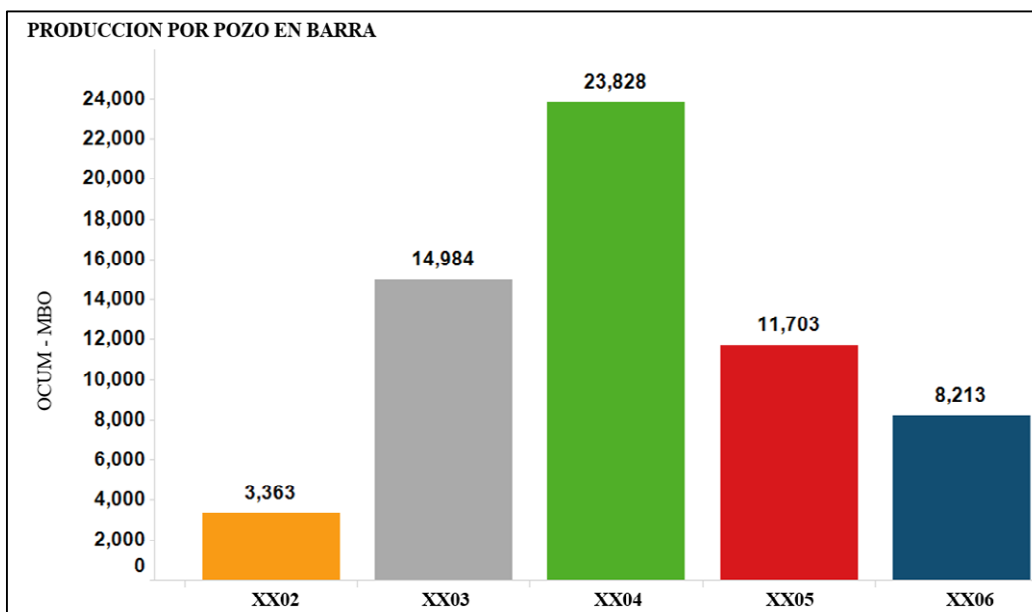
*Producción por pozo*

- **Ubicación de los pozos:** figura 15, en este panel como en los mapas de los Tab anteriores, se podrá consultar nuevamente los pozos con su ubicación de fondo, visualizando la producción acumulada por cada de estos en la zona de interés, estos mapas se trataron de ubicar en todos los tabs, porque ayuda mucho al análisis saber la ubicación y los acumulados de cada pozo.

- **Producción acumulada por pozo en graficas de barras:** figura 27, en este panel se representa por medio de graficas de barras la producción acumulada por pozos, resaltado de manera visual cuál de los pozos del área de interés ha tenido un mayor o menor acumulado en la unidad que se viene analizando.

**Figura 27.**

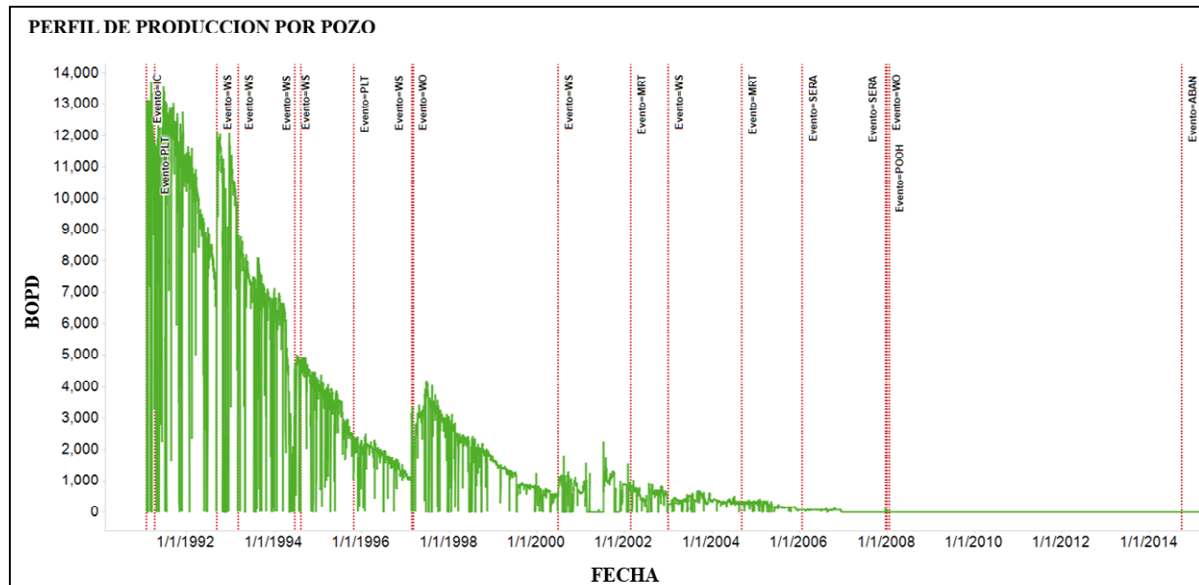
*Producción acumulada por pozo en graficas de barras*



- **Perfil de producción por pozo:** figura 28, si el usuario desea ver de manera detallada como ha sido la producción de aceite de algún pozo de específico, puede presionar el pozo en el panel 3 de este mismo Tab, que automáticamente se filtrara en el panel 4, visualizando en el tiempo la producción y todos los eventos que ha tendido el pozo, como por ejemplo: trabajos de servicio, pruebas de laboratorio BSW, re-cañoneo de algún perforado, entre otros.

Figura 28.

*Perfil de producción del pozo*

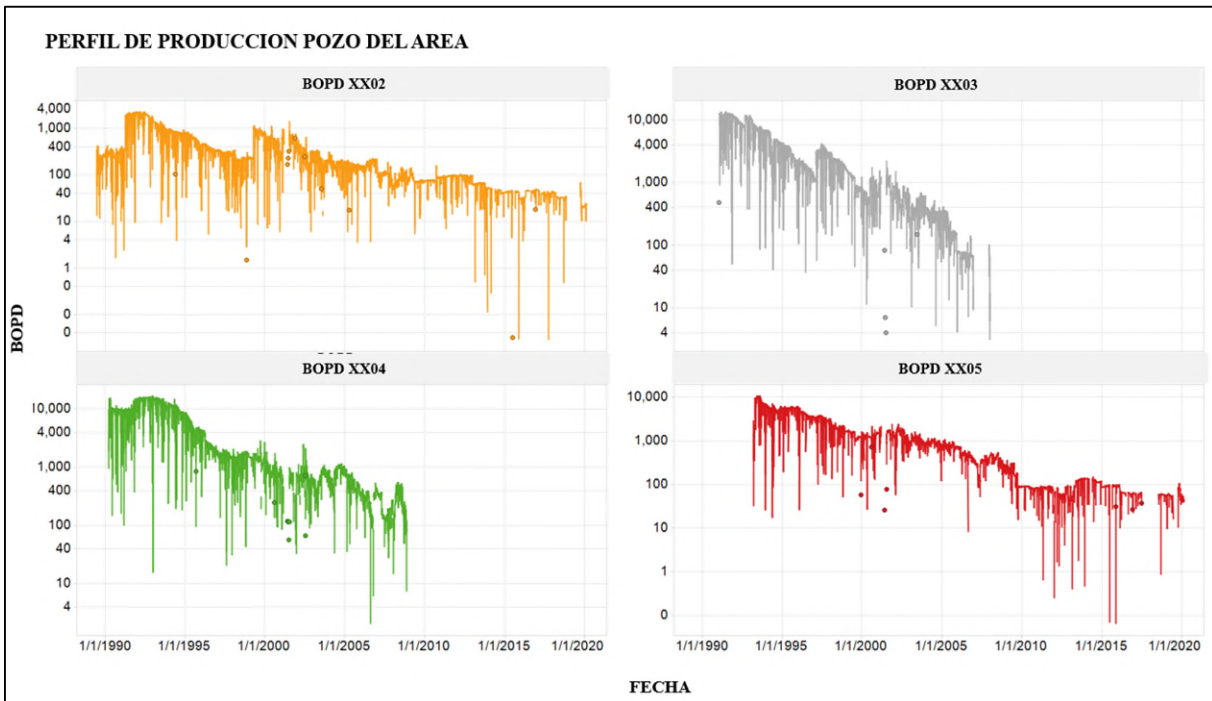


- **Producción acumulada en la zona:** figura 29, en este panel por medio de una gráfica de torta se representa el acumulado total de la unidad geológica que se viene analizando.

Este módulo tiene un TAB adicional, en este se visualiza la producción de aceite asociada a cada pozo del área de interés, para poder ver un mayor detalle del comportamiento de producción de cada uno de ellos como se observa en la figura 30.

**Figura 29.**

*Comportamiento de producción por pozo*



En este Tab el usuario podrá entender toda la historia de producción desde la fecha que desee iniciar los análisis, entender como ha sido la entrada del agua, detectar si ha existido algún pozo con problemas a nivel operacional o a nivel de yacimientos a través de la historia. Todo ayudará a seguir validando la viabilidad del trabajo de Workovers en algún pozo del área analizada.

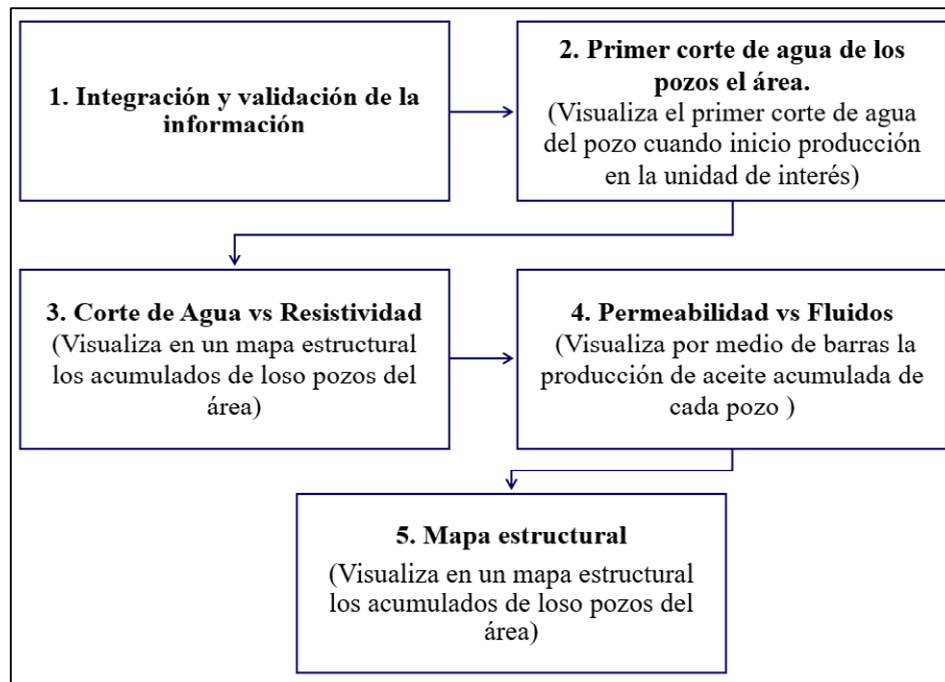
### ***5.1.6 Información Integrada (Paso Seis)***

Como se había mencionado anteriormente el objetivo principal de esta metodología es integrar en esta plataforma toda la información necesaria para los análisis de trabajo de Workovers.

En este último Tab se diseñaron algunas graficas que ayudan a validar la interpretación de la integración de los registros del pozo con la producción real como se observa en la figura 31.

### Figura 30.

#### *Integración y validación de la información*



En este Tab se va enfocar a visualizar la validación de la información en el tiempo, como combinación de datos de permeabilidad, corte de agua, fluidos, en el tiempo, como se observa en la figura 3.18.

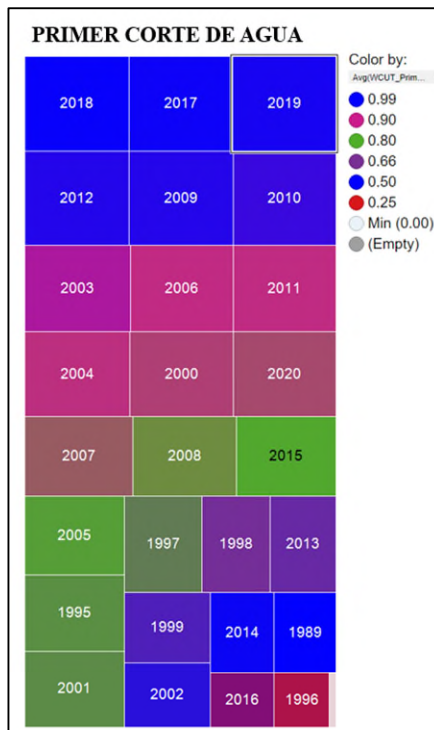
#### **Funcionamiento:**

- **Primer corte de agua del pozo:** figura 32, en este panel se visualiza una jerarquía que representa el primer corte de agua del pozo en la unidad de interés, aquí se puede analizar cómo ha sido este en el tiempo, aun cuando se sabe que el campo tiene alto drenaje, aun se siguen

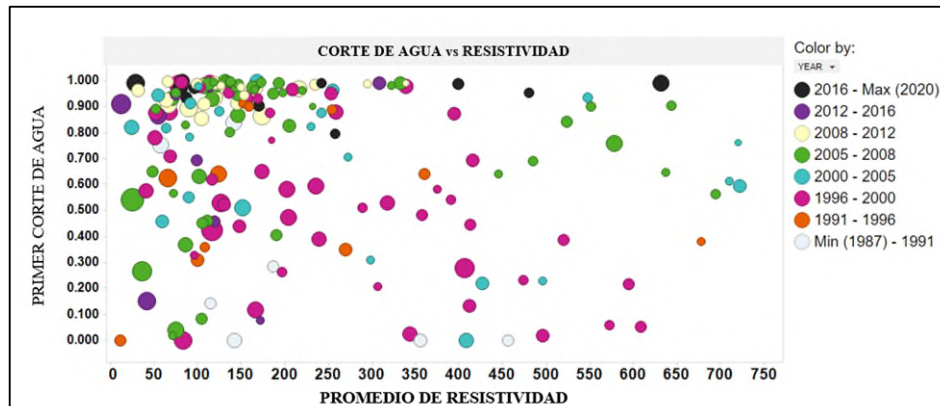
encontrando volúmenes atractivos que ayudan a mantener el campo con un límite económico atractivo.

**Figura 31.**

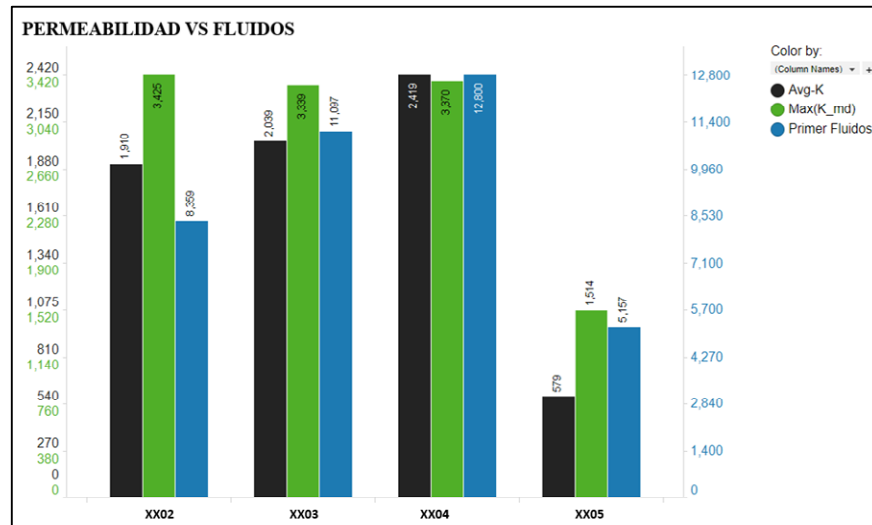
*Primer corte de agua reportado por pozo*



- **Corte de agua vs Resistividad:** figura 33, en este panel se visualiza el primer corte de agua con el promedio de permeabilidad de la unidad de interés, por medio de colores se visualiza el año en que fue perforada la unidad.

**Figura 32.***Corte de agua vs Resistividad*

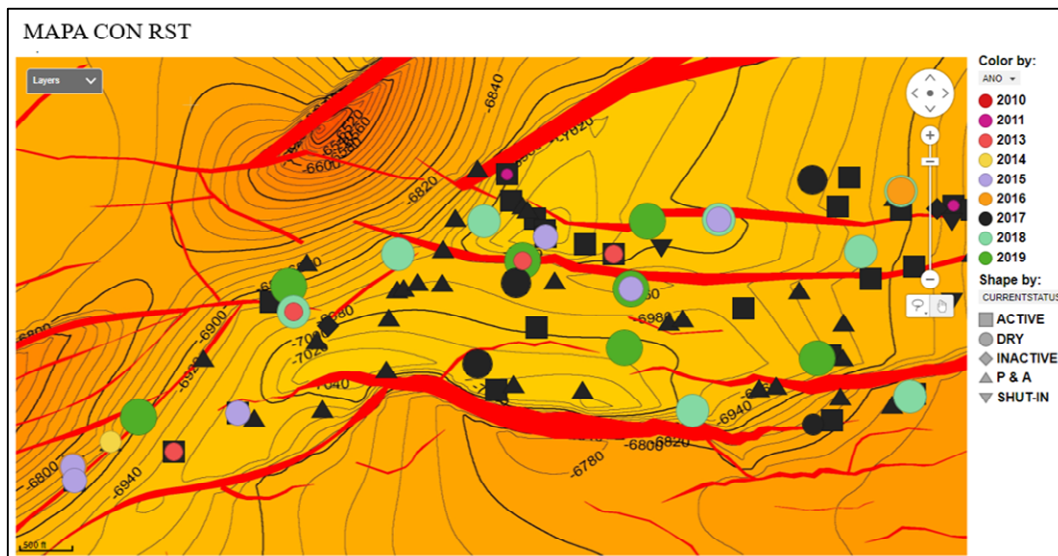
- **Permeabilidad (K) vs Fluidos:** figura 34, en este panel se visualiza por medio de barras la permeabilidad máxima y promedio de los pozos donde fue abierta la unidad de interés junto con la primera producción de fluidos, esta visualización ayuda a encontrar puntos que se salgan de tendencia o mejor aún estimar como puede ser la tasa promedio de fluidos del próximo trabajo de Workovers. Esta información es muy importante para que cuando se defina la tasa inicial del Workovers identificado en esta metodología se pueda comparado con el comportamiento de los pozos del área.

**Figura 33.***Permeabilidad vs Fluidos*

- **Mapa RST:** figura 3.5, en este mapa se visualiza históricamente los registros de carbono oxígeno por pozo, este registro es muy importante puesto que ayuda a estimar la posible saturación que puede tener el pozo actualmente, la ventaja de verlos visualmente en un mapa es porque si el pozo donde se quiere hacer el trabajo de Workovers, no tiene este registro, se puede utilizar los cercanos al pozo en el área.

**Figura 34.**

*Mapa con visualización de pozos con RST*



Con esta metodología el ingeniero pudo conocer de manera detallada toda la información necesaria para los análisis de futuros trabajos de Workovers, logrando identificar donde hay oportunidad según el área de drenaje y adicional identificar los pozos con bajas reservas que requieran una pronta intervención.

### **5.1.7 Incluir en Portafolio (Paso Siete)**

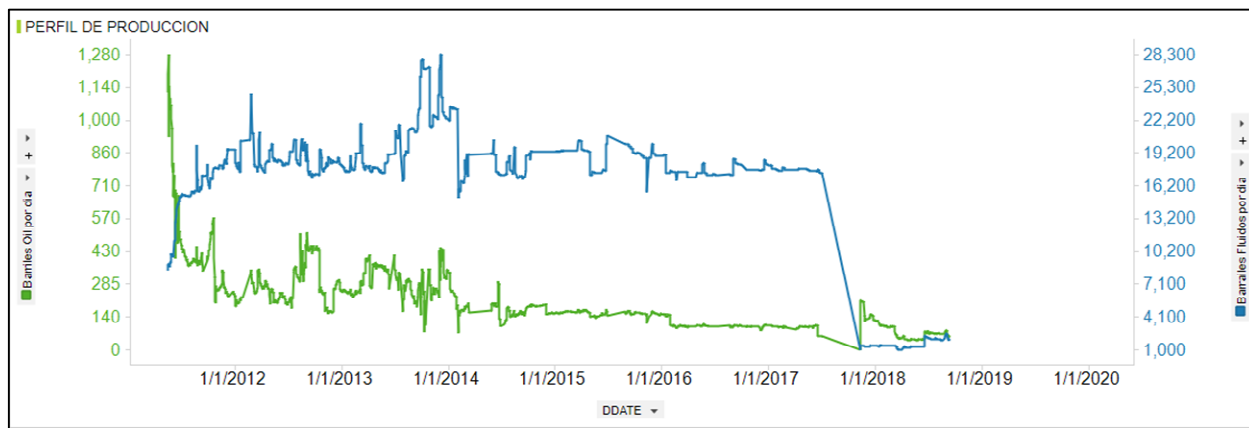
Este módulo es el cierre de la metodología, donde el usuario después de definir el pozo con su posible trabajo de Workovers, la idea es incluirlo en el portafolio con los soportes visualizados en esta aplicación, para que el ingeniero continúe con los análisis de productividad, tasa inicial, curva de producción, y los económicos, que son los que determinan la posibilidad de ejecución de este trabajo.

## 6. Caso de estudio pozo XX84

Esta metodología ha sido exitosamente implementada y gracias a esta se han identificado nuevas oportunidades de Workover que han adicionado producción al campo como se muestra en el caso de estudio del pozo XX84, el cual se identificó como pozo inactivo desde septiembre del 2018 dada su baja producción de aceite (figura 36).

**Figura 35.**

*Producción histórica del pozo XX84*



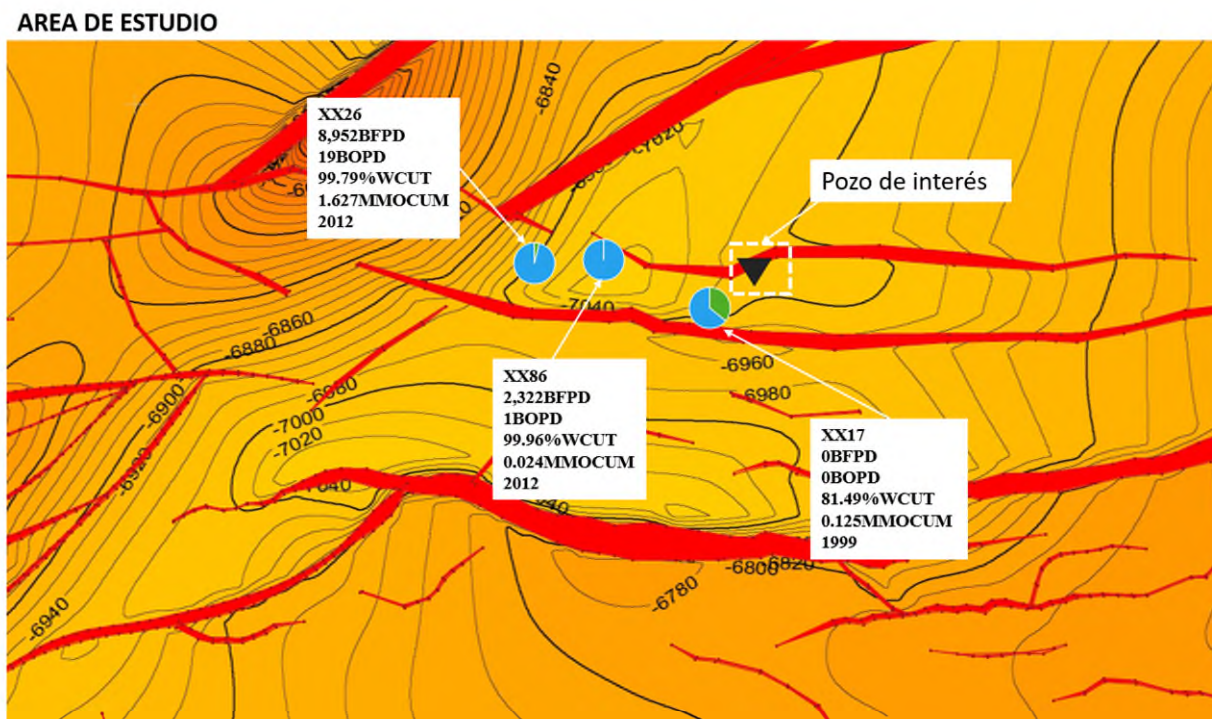
Por lo anterior es necesario definir si tiene oportunidad de un trabajo de Workover que adicione reservas y permita retornar el pozo a producción o de lo contrario tomar la decisión de abandono definitivo del pozo.

Con la metodología propuesta se identificó y clasifíco automáticamente la unidad M2 como “Alto Potencial” en el pozo XX-84, debido a que cumple las condiciones de las propiedades

descrita en el algoritmo de la figura 10 tales como resistividad  $> 70$  ohm, promedio de permeabilidad  $> 1$  darcy y volumen de arcilla  $< 0.5$  %. Adicionalmente como se ha explicado durante la descripción de esta metodología, en esta sección se puede realizar el análisis del desarrollo y las condiciones de las arenas de esta unidad en los demás pozos del área, la posición estructural entre ellos y las unidades arenas de esta unidad en los demás pozos del área, la posición estructural entre ellos y las unidades que se encuentren produciendo actualmente. Estas variables son un factor muy importante para definir la viabilidad del Workover que se está estudiando.

**Figura 36.**

*Área de estudio del pozo XX84*



Una vez confirmado el potencial en la unidad M2 de este pozo, se analiza la producción del área (figura 37), en este mapa se evidencia que en el área se encuentra 3 pozos que han

producido de esta unidad y que la última fecha de producción fue en 2011, adicional este mapa refleja que pozo XX84 se encuentra más alto estructuralmente con respecto a los otros.

Para el caso estudio se ha iniciado con el mapa de electro facies (figura 39), el cual muestra un ambiente fluvio-deltaico para la unidad M2 con barras (en rojo en el mapa) y canales distributarios (de color amarillo). Se evidencia que la producción del XX17 que es el pozo más cercano, se encuentra en un canal distributario y por lo tanto se infiere que es de menores propiedades petrofísicas respecto a XX84 al pertenecer este a la facie de barra. Lo anterior se corrobora cuando se visualiza el mapa de capacidad de flujo (Figura 38) donde se observa el contraste entre la facie de barra el cual presenta las mejores propiedades de roca comparado con la de los canales donde se encuentran los pozos productores del área interés.

De lo anterior se infiere que la facie de barra donde está ubicado el pozo XX84 no ha sido drenada mayormente por los pozos productores aledaños y se podría encontrar un aceite remanente en la arena M2. La visualización de los mapas con la producción existente ayuda igualmente a establecer un área preliminar y estimar de forma determinística el volumen asociado el futuro Workover.

Figura 37.

Área de estudio del pozo XX84

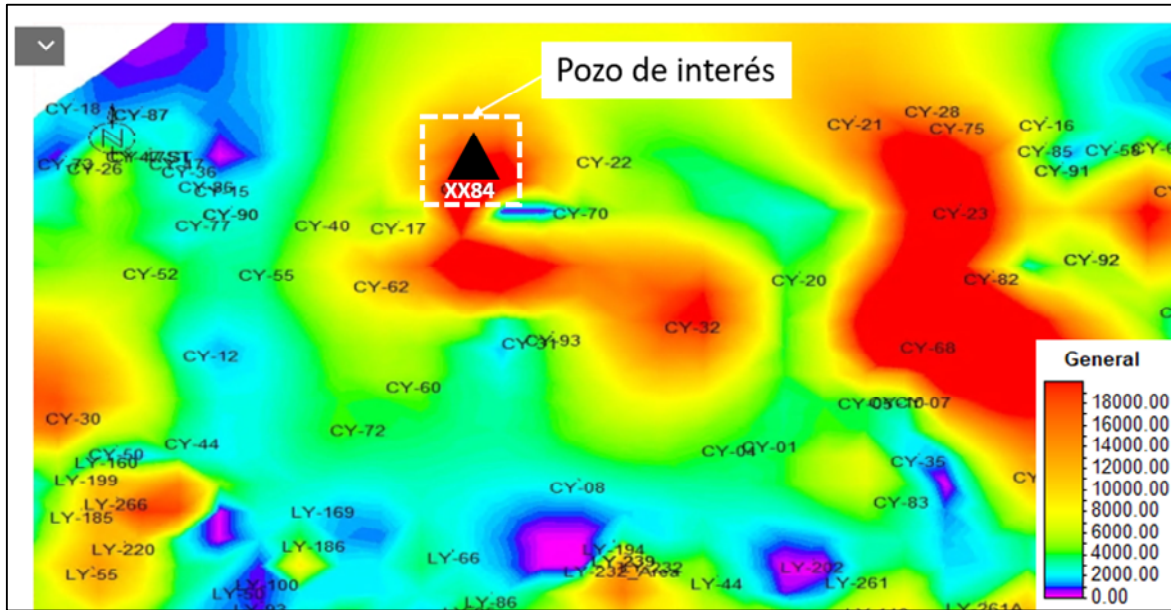
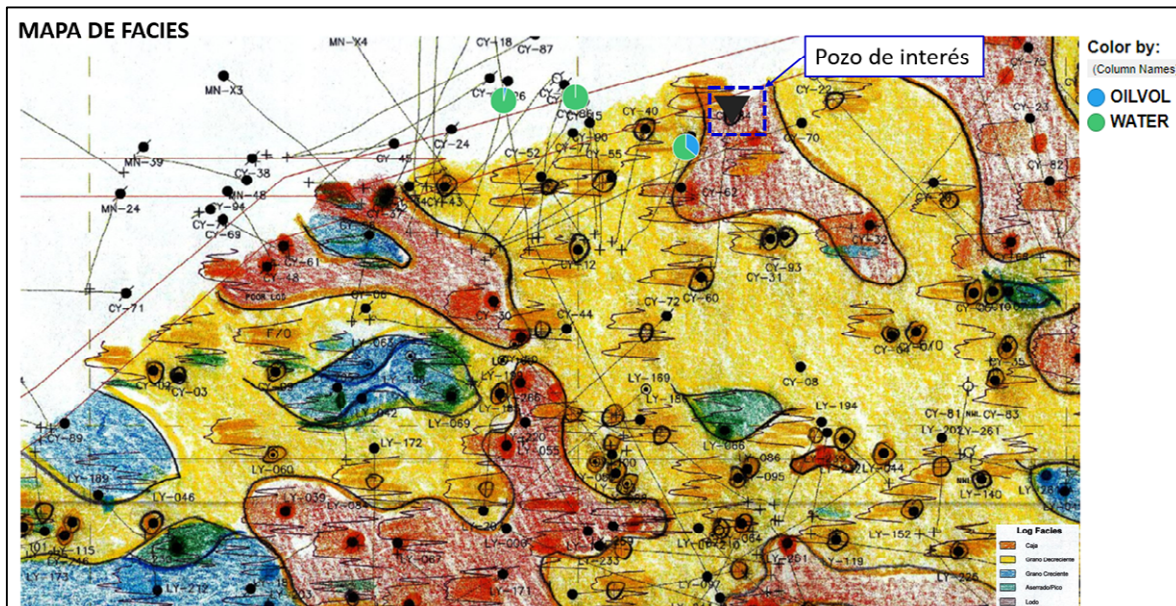


Figura 38.

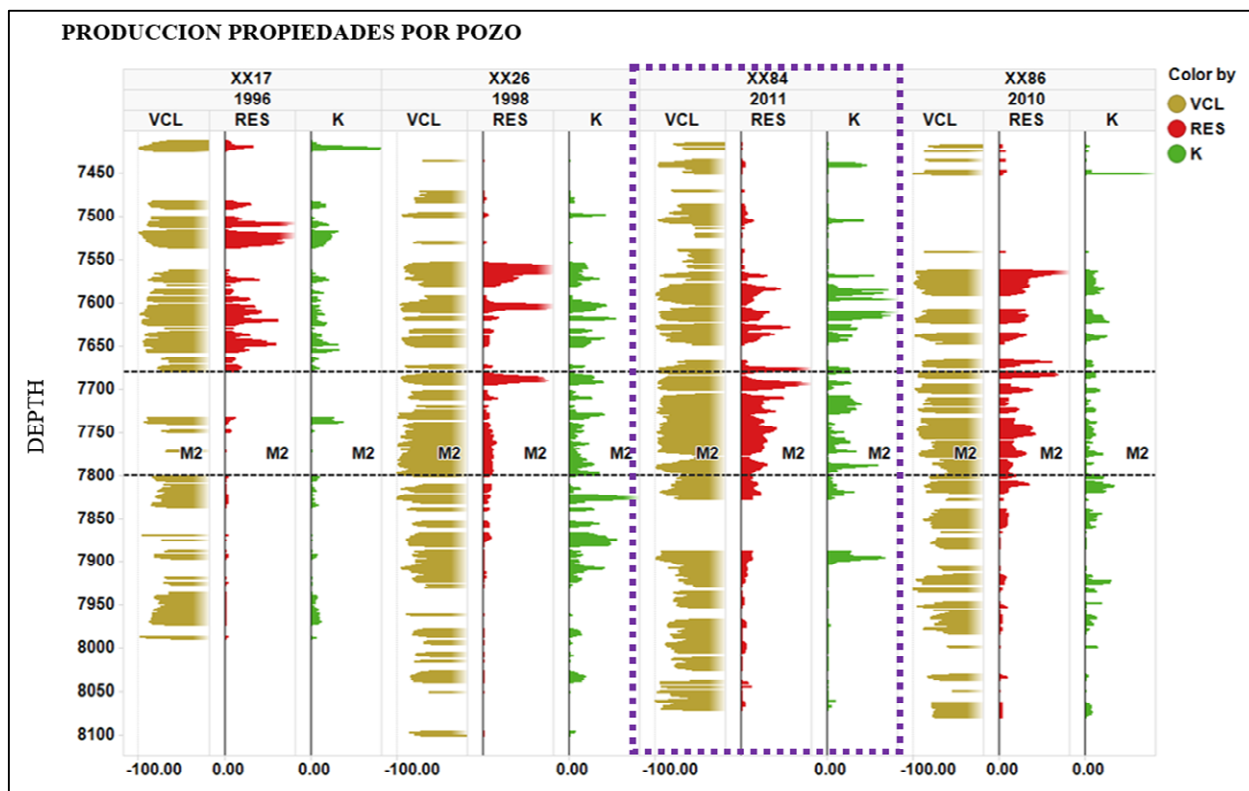
Área de estudio del pozo XX84



Con la información revisada hasta el momento en la herramienta se mantiene la posibilidad de realizar el Workover en esta zona del pozo. Continuando con la metodología se realiza control de calidad visualizando los registros de los pozos cercanos para corroborar lo mostrado en los mapas. En la Figura 40 se observa la correlación de los pozos del área y que los mapas están reflejando efectivamente estos cambios laterales de facies y calidades de la arena hacia el pozo XX84.

**Figura 39.**

*Registros de pozos que produjeron en la unidad M2 y se encuentran cercano del pozo XX84*

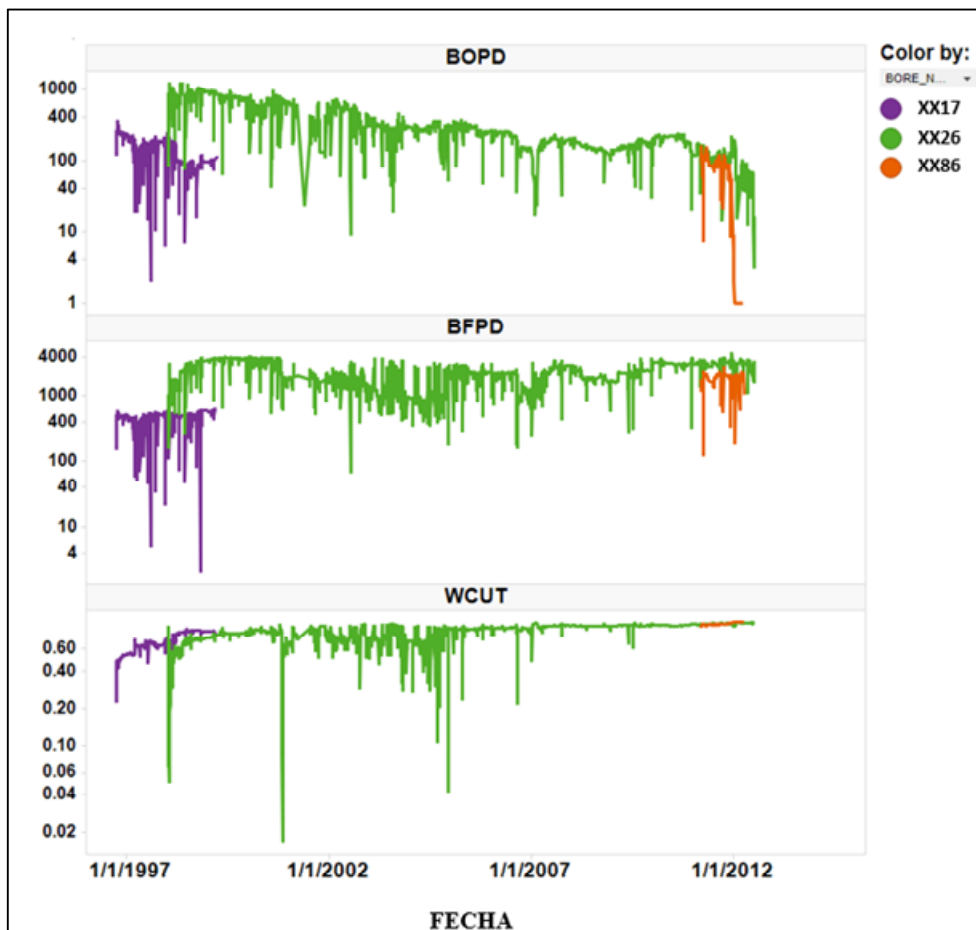


Un punto importante en estos análisis es verificar como fue la producción histórica de estos pozos, esto ayudará a pronosticar un posible corte de agua y a inferir el comportamiento de

producción del pozo si se realiza el Workover que se está analizando. En la gráfica 41, se observa el comportamiento de producción de aceite, fluidos y corte de agua de los pozos, el promedio de los fluidos fue alrededor de 3500 barriles diarios de fluidos.

**Figura 40.**

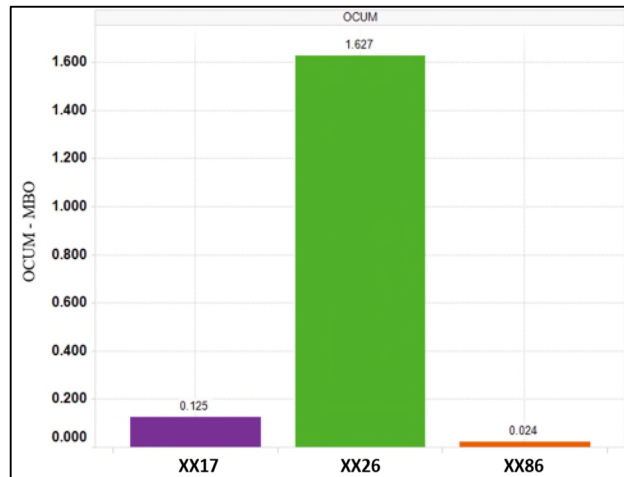
*Comportamiento de producción de los pozos cercanos al XX84*



El pozo XX26 fue el pozo que estuvo mayor tiempo produciendo de en esta unidad y es el pozo que tiene mayor acumulación de petróleo, como se observa en la figura 40, promedio de la gráfica de barras.

**Figura 41.**

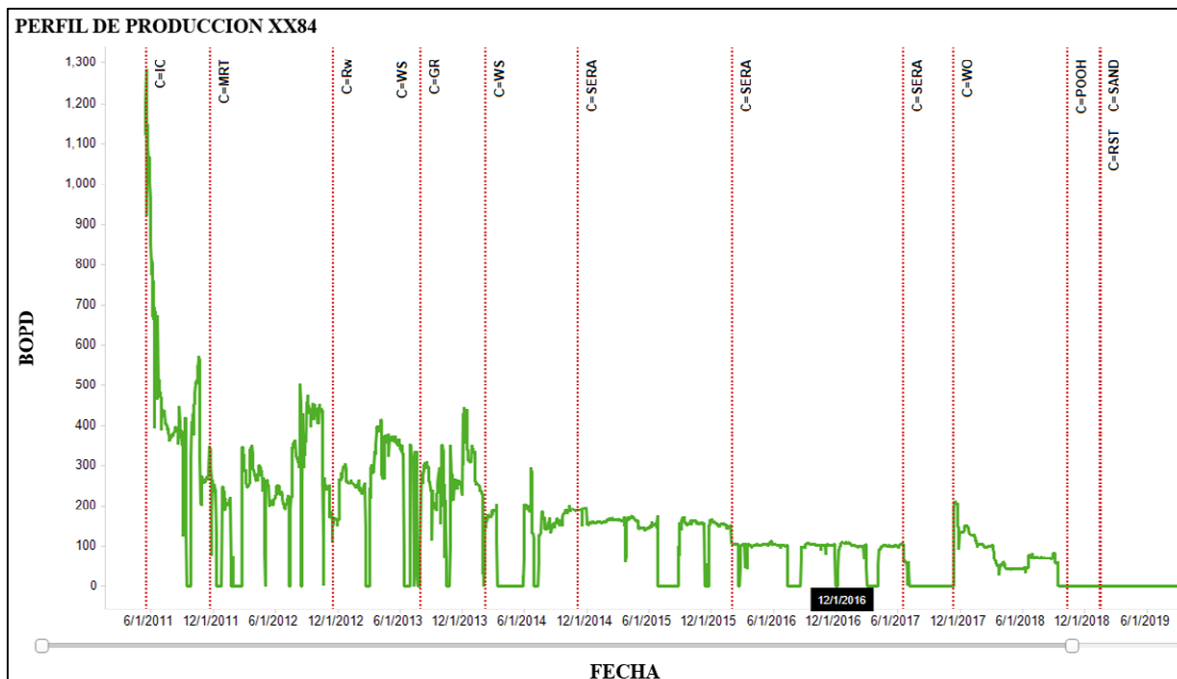
*Grafica de barras acumulados de producción de los pozos cercanos al XX84*



El siguiente paso es corroborar que efectivamente la unidad M2 no fue abierta previamente en el pozo XX-84. Para esto se visualiza en la figura 42 todos los eventos que ha tenido el pozo e identificando que la unidad de interés no ha sido producida previamente y que el pozo fue perforado en el 2011.

**Figura 42.**

*Grafica de producción histórica y eventos del pozo XX84*



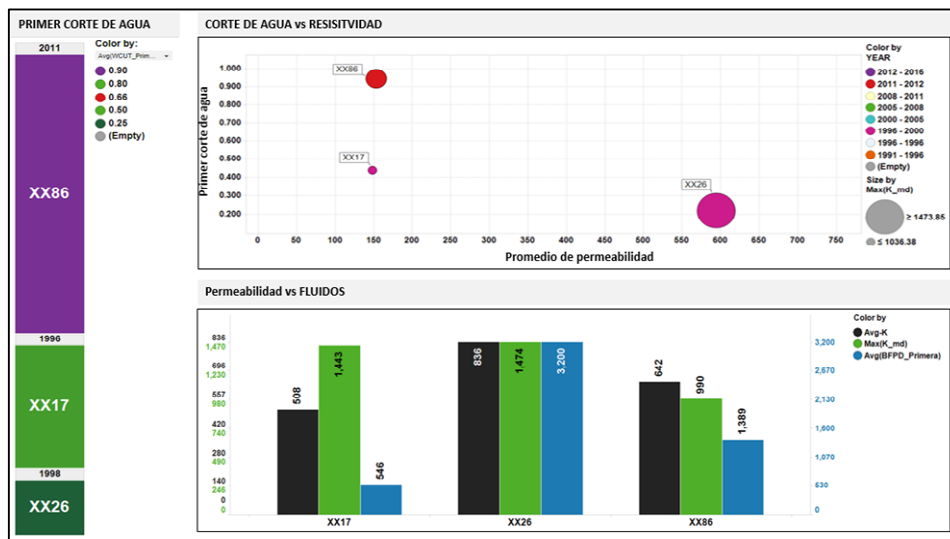
Continuando con la metodología en la gráfica 43, se puede observar la información integrada de las propiedades de los pozos cercanos al XX84, en el panel llamado “Primer corte de agua”, se observa los cortes de agua iniciales de cada pozo y el año en que iniciaron a producción. Para este caso los rangos de corte de agua fueron entre 22 y 66% lo que indica un buen comportamiento de la saturación de aceite inicial en la arena.

En el panel de “Permeabilidad vs Fluidos”, se puede observar que se tiene dispersión en las propiedades de permeabilidad y de corte de agua en el sector y no se observa clara relación entre las dos, pero teniendo en cuenta el pozo XX26 es el que tiene mayor acumulado y mejores propiedades, se espera un mejor comportamiento en el pozo XX84 porque este tiene mejores propiedades petrofísicas.

En cuanto al panel de permeabilidad vs fluidos que se encuentra representado por medio de las gráficas de barras se puede observar que los tres pozos del área tuvieron fluidos iniciales menores a 3500 barriles de producción promedio del primer mes, esto puede ayudar a inferir como podría ser la productividad de la unidad que se desea abrir en el XX84, puesto que se observa que los máximos de permeabilidad en los tres pozos son aproximados a 1 darcy.

**Figura 43.**

*Resumen de propiedades y corte de agua de los pozos cercanos al XX84*



Con este último paso se confirma la viabilidad técnica de abrir la unidad M2 en el pozo XX84 y retornarlo a producción, con este se procede a incluirlo en el portafolio de la campaña 2020 del grupo de Llanos Norte, para que el ingeniero del área estime la productividad, presiones y posibles reservas del pozo.

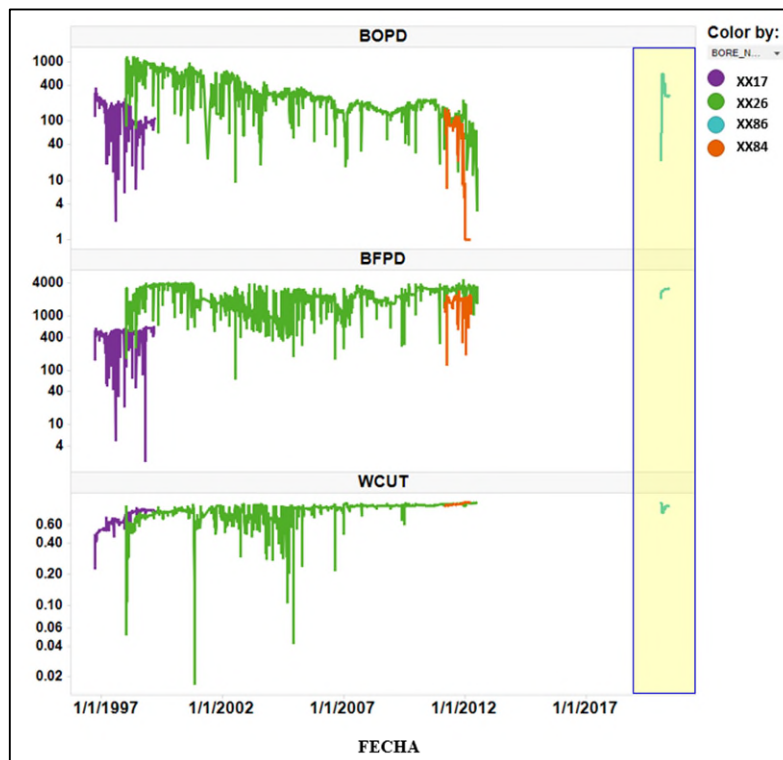
Este Workover fue presentado ante el comité aprobador el cual fue aprobado en enero del 2020 y ejecutado este mismo año. Debido a los resultados del primer mes de producción fue

clasificado el trabajo como exitoso en la campaña 2020, los resultados se pueden observar en la figura 44 y se encuentra resaltado de color amarillo.

Como se había pronosticado con la integración y análisis del área, la facie donde se encontraba el XX-84 no había sido drenada mayormente y por lo tanto inicio con un corte de agua menor comparada con la final de los pozos productores.

### Figura 44.

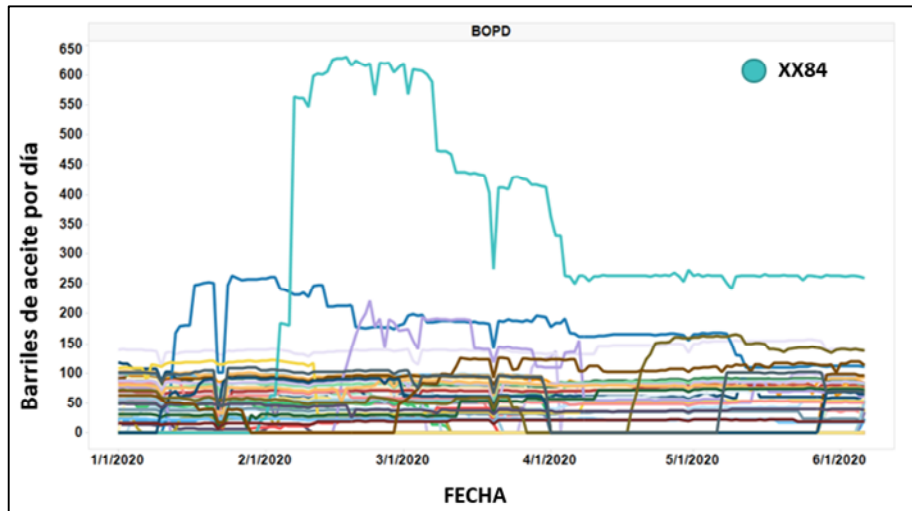
*Resultado del Workovers en el pozo XX84*



Este trabajo de Workover adicionó un volumen incremental de producción de 600 barriles diarios de aceite durante el mes de febrero y marzo y después bajo a 200 barriles promedio hasta la fecha de hoy, como se puede observar en la figura 45.

**Figura 45.**

*Producción del XX84 con otros pozos del campo Caño Yarumal*



## 7. Conclusiones

✓ A través de la implementación de esta metodología integrada de geología, yacimientos y petrofísica, se logra identificar de una manera más rápida y efectiva trabajos de Workovers nuevos que ayude a adicionar reservas incrementarlos en el campo. La integración de la información detallada de diferentes bases de datos fue la clave al momento de la construcción, junto con la experiencia de los ingenieros.

✓ El plan de desarrollo evaluado permitió la identificación de 5 pozos candidatos a trabajos de Workovers para la unidad Carbonera Inferior (M1, M2 M3 y M4) del campo Caño

Yarumal, el comité aprobador analizó y revisó las propuestas, concluyendo que los Workovers eran viables y que fuesen incluido dentro del portafolio 2020.

✓ Es necesario ampliar la metodología para otras unidades del campo y extender el estudio a los otros campos que pertenecen al contrato de Llanos Norte, pero antes es necesario analizar las propiedades y características de cada una de ellas. Adicional aprovechando que tenemos todos los registros e historia de producción, se desea incluir también un tipo de Workovers que no es asilar la arena, sino de adicionar algún tope en la misma unidad productora.

### Referencias bibliográficas

Access y Excel. (2012, Diciembre 30). *¿Qué es y para qué sirve Microsoft Access?* Retrieved from <http://www.accessyexcel.com/que-es-y-para-que-sirve-microsoft-access/>

Archie, G. (1950). Introduction to petrophysics of reservoir rocks. *Boletín AAPG*.

Avedaño, J. (2015). *Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas*. México: Instituto Politécnico Nacional.

Becerra, M., Torres, M., & Salgado, A. (2012). *Recognition and Causes of low resistivity pay zones in Cretaceous Clastic Reservoirs: A case Study from an oilfield in Northern Llanos Basin, Colombia*. Houston: SPWLA 53rd Annual Logging Symposium.

Corrales, A. (2006). *Modelo geológico del campo Caño Rondón*. Occidental de Colombia, LLC.

Crain, E. (2012). *Crain's Petrophysical Handbook*. Spectrum.

Dalkhaa, C. (2005). *Study of modeling of water saturation in Archie and non Archie porous media*.

Díaz, C. (2012). *Evaluación del agua de producción en Llanos Norte y sus implicaciones en la interpretación petrofísica*. (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Díaz, C. (2017). *Notas de trabajo inédito*. Occidental de Colombia, LLC.

Dortman, N. (1992). *Handbook Petrophysics*.

- Gabela, V. (1985). Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón, Llanos Orientales de Colombia. . *II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas*. Bogotá.
- Levorsen, A., & Berry, F. (1967). *Geology of petroleum (Vol 8)*. San Francisco: WH Freeman.
- Magoon, L., & Dow, W. (1994). The petroleum system: From source to trap. *AAPG Memoir 60*, (pág. 665).
- Molina, J. (1991). *Notas de trabajo inédito*. Occidental de Colombia, LLC.
- OPC Reserves Group. (2018). *The application of type curves to primary recovery methods*. Occidental de Colombia, LLC.
- Oracle. (s.f.). *Base de datos*. Retrieved from <https://www.oracle.com/co/database/what-is-database.html>
- Robertson Research. (1985). *Caño Limón Properties suggest high recovery factor*. Oil and Gas Journal.
- Ross & Associates LLP. (2017). *Risk analysis, prospect evaluation and exploration economics*.
- Serrano, J. (2010). *Matemáticas financieras y evaluación de proyectos*. Bogotá: Uniandes.
- Tibco. (s.f.). *TIBCO Spotfire: Augment Intelligence for Your Business*. Retrieved from <https://www.tibco.com/products/tibco-spotfire>
- Villa, M. (2001). *Estudio estructural del sistema de fallas de Caño Limón en el área de Cravo Norte*. (tesis de pregrado). Universidad de Caldas, Manizales, Colombia.