



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 02 de Agosto del 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El suscrito(s):

Juan Felipe Gómez Gómez, con C.C. No. 1,075.294.480,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

Titulado Entendimiento de las interferencias en el campo petrolero a, ubicado en la cuenca de los llanos orientales con dirección a recomendaciones en el futuro desarrollo presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos;

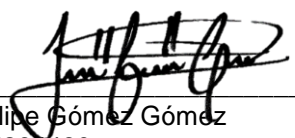
Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:


Juan Felipe Gómez Gómez
c.c 1075294480

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Entendimiento de las Interferencias en el Campo Petrolero A, Ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales con Dirección a Recomendaciones en el Futuro Desarrollo

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Gómez Gómez	Juan Felipe

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Grajales Mantilla	Fernando Andrés
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonio

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva, Huila **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 107

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general Grabados___ Láminas___
Litografías___ Mapas Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

SOFTWARE: Ninguno

MATERIAL ANEXO: Glosario; Descripción del desarrollo de la herramienta base para la identificación de interferencias de pozos, cálculo estimativo del EUR y elaboración de perfiles de producción.

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Interferencia de pozos	Well interference
2. Área de drenaje	Drainage area
3. Volumetría de pozos	Well volumetry
4. Perfil de producción	Production profile
5. Mapas de capacidad de flujo	Flow capacity maps

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este proyecto tuvo como objetivo general entender el comportamiento de las interferencias entre pozos en el campo petrolero A, ubicado en la cuenca de los llanos orientales; formalizado a generar recomendaciones en el futuro desarrollo del mismo.

Con dicha finalidad y además buscando generar un mejor entendimiento del comportamiento de los fluidos y el efecto que produce la producción de un pozo en otro, se partió de manera inicial por la búsqueda de diferentes metodologías que con base en sus suposiciones y consideraciones se adecuaran mejor a las condiciones real del campo, todo ello soportado a la vez con un discernimiento en el comportamiento geológico, un análisis integrado entre la data de producción, las propiedades petrofísicas y los patrones de producción; de manera que se pudiese identificar las afectaciones generadas en un pozo inicial por la entrada de uno nuevo y a la vez estuviesen soportadas desde el punto de vista de yacimientos y geológico. Consecuentemente, se procedió a interpretar el área de drenaje preferencial de los pozos con el volumen estimado de aceite a producir y a la identificación de oportunidades en zonas sin drenar con acumulación de hidrocarburos.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The general objective of this project was to understand the well interferences behavior in the oil field A, located in the Llanos Orientales basin; focused to generate recommendations in the future development of it.

With this purpose and also seeking to generate a better understanding of the fluids behavior and the effect produced by the production of a well in another, was initially started by the search for different methodologies that based on their assumptions and considerations were better suited to the real conditions of the field, all supported at the same time with a discernment in the geological behavior, an integrated analysis between the production data, petrophysical properties and the production patterns; so that the affectations generated in an initial well could be identified by the entry of a new one well and at the same time be supported from the reservoir and geological point of view. Consequently, the preferential drainage area of the wells was interpreted with the estimated oil volume to be produced and started to identify opportunities in undrained areas with hydrocarbons accumulation.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Fredy Humberto Escobar Macualo

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez Pérez

Firma:

**ENTENDIMIENTO DE LAS INTERFERENCIAS EN EL CAMPO PETROLERO A,
UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES CON DIRECCIÓN A
RECOMENDACIONES EN EL FUTURO DESARROLLO**

JUAN FELIPE GÓMEZ GÓMEZ

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2018**

**ENTENDIMIENTO DE LAS INTERFERENCIAS EN EL CAMPO PETROLERO A,
UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES CON DIRECCIÓN A
RECOMENDACIONES EN EL FUTURO DESARROLLO**

JUAN FELIPE GÓMEZ GÓMEZ

**Trabajo de Grado para Optar por el Título
De Ingeniero de Petróleos**

Director(a) Empresa

MBA. FERNANDO ANDRÉS GRAJALES

Codirector(a) Universidad

MSc. JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA

2018

NOTA DE ACEPTACIÓN

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL CODIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

DEDICATORIA

En primer lugar a DIOS, puesto que sus bendiciones infinitas se plasman hoy en este triunfo.

A mis padres, por su apoyo y amor incondicional. Por su sacrificio, dedicación, esfuerzo, constancia, honestidad y perseverancia que hacen de mí quien soy hoy en día. A mis hermanos, por ser la motivación de mis sueños.

A mis grandes amigos y compañeros, quienes nos hemos acompañado en este increíble proceso e hicieron de cada momento una aventura memorable.

A mis amigos de OXY, quienes en tan poco tiempo se convirtieron en mi familia.

A quien generó en mí una mayor motivación, dedicación y ganas de superarme.

Y de manera general a cada una de las personas que han contribuido en mi crecimiento personal, académico y profesional; y a quienes dedican hoy un poco de su tiempo para leer este proyecto.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia por el apoyo brindado durante la realización de este proyecto, por ser el soporte y la guía que han estado en cada uno de mis pasos.

A OCCIDENTAL DE COLOMBIA OXY y a todos los profesionales que conocí allí, por brindarme la oportunidad de crecer profesional y personalmente; y generar sin duda alguna la mejor experiencia, aprendizaje y sinergia con la industria que un estudiante podría desear.

Al ingeniero Fernando Andrés Grajales, quien aparte de acompañarme durante todo este proceso suscitó en mí las ganas de realizar un excelente proyecto.

A la ingeniera Constanza Vargas, por ser mi consejera académica en este tiempo de estudio y enseñarme que de las ideas más locas se pueden obtener grandes resultados.

Al ingeniero Jairo Antonio Sepúlveda, quien contribuyó en gran parte por la pasión que tengo por esta carrera y me ha guiado en el desarrollo de este proyecto.

A la universidad Surcolombiana, siendo el alma mater en donde incursioné mis primeros pasos en esta gran industria y a su cuerpo docente por los conocimientos transmitidos.

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN	1
RESUMEN	2
1. ASPECTOS TEORICOS	3
1.1 Generalidades de los yacimientos	3
1.1.1 Clasificación de los yacimientos	3
1.1.2 Propiedades de la roca	7
1.1.3 Propiedades de los fluidos y del yacimiento	12
1.2 Mapas del subsuelo	16
1.2.1 Mapas de Netpay	16
1.2.2 Mapas de capacidad de flujo	17
1.2.3 Mapas estructurales	18
1.3 Curvas de declinación y Reservas	20
1.3.1 Curvas de declinación, métodos usados	20
1.3.2 Reservas y factor de recobro	23
1.4 Interferencia de pozos	24
1.5 Herramientas de trabajo	28
1.5.1 Plataforma de software Petrel E&P	28
1.5.2 DSS (Dynamic Surveillance System)	29
1.5.3 TIBCO SPOTFIRE	29
2. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	31
2.1 Reseña histórica	31
2.2 Ubicación geográfica del campo	31
2.3 Marco geológico	32
2.3.1 Modelo estratigráfico	34
2.3.2 Modelo estructural	41
2.3.3 Geología del petróleo	42
2.4 Descripción del yacimiento	45
2.5 Características de producción	45
3. METODOLOGÍA	46
3.1 Escogencia de las metodologías y desarrollo de la herramienta	46
3.1.1 Desarrollo de la herramienta	51
3.2 Identificación de interferencias y soporte geológico	55
3.2.1 Análisis desde el punto de vista de yacimientos	55
3.2.2 Soporte petrofísico y geológico	63
3.3 Volumetrías y áreas de drenaje	66
3.3.1 EUR y cuantificación de la afectación generada en los pozos iniciales	66
3.3.2 Determinación del área de drenaje	72
4. EVALUACIÓN FINANCIERA	78
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
NOMENCLATURA	86
ANEXO 1	89

Lista de tablas

Tabla 1. Clasificación total de los pozos según fechas de entrada en producción.....	56
Tabla 2. Subclasificación de los pozos según fechas de entrada en producción, M1	57
Tabla 3. Subclasificación de los pozos según fechas de entrada en producción, M2.....	57
Tabla 4. Subclasificación de los pozos según fechas de entrada en producción, K2	57
Tabla 5. Pares de interferencias identificados.....	65
Tabla 6. Cutoffs para las metodologías empleadas.....	93
Tabla 7. Valores b y Di utilizados para generar los perfiles de producción en las zonas con nuevas oportunidades identificadas	98

Lista de figuras

Figura 1a. Diagrama de fases típico del petróleo negro.....	5
Figura 1b. Diagrama de fases típico del petróleo volátil.....	5
Figura 1c. Diagrama de fases típico del gas retrogrado.....	6
Figura 2. Curva típica de permeabilidades relativas.....	11
Figura 3. Curva típica de las propiedades PVT del aceite.....	14
Figura 4. Claves de signos de los principales tipos de rocas diferentes para su utilización en secciones estratigráficas y cortes geológicos.....	19
Figura 5. Curvas de declinación de Arps.....	21
Figura 6. Límite económico de producción de aceite o gas.....	23
Figura 7. Ubicación geográfica del Contrato Asociación Cravo Norte.....	32
Figura 8. Línea sísmica arbitraria a través del pozo exploratorio A1.....	33
Figura 9. Sección transversal dirección Sur-Norte y correlación de registros de pozo hueco abierto.....	34
Figura 10. Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales.....	42
Figura 11. Corte estructural cuenca de los Llanos Orientales.....	43
Figura 12. Gráfica Log (WOR) Vs Np.....	48
Figura 13. Gráfica Log (FW) Vs Np.....	48
Figura 14. Gráfica Log (Qo) Vs t.....	49
Figura 15. Gráfica 1/Qo Vs MBTo.....	49
Figura 16. Gráfica Fo Vs Np.....	50
Figura 17. Gráfica 1/Fw Vs Np.....	50
Figura 18. DCA Mejorado.....	51
Figura 19. Visualización generalizada Herramienta Spotfire.....	53
Figura 20. Visualización generalizada Herramienta Excel.....	54
Figura 21. Visualización generalizada Herramienta DSS.....	54
Figura 22. Visualización generalizada de todos los pozos en Spotfire.....	58
Figura 23. Visualización Spotfire, discretización unidad estratigráfica M2.....	58
Figura 24. Cross Section M2.....	59
Figura 25. Mapa estructural M2.....	60
Figura 26. Par de interferencia pozos A-16 & A-20.....	63
Figura 27. Cross Section M2, Selección pozos A-16 & A-20.....	64
Figura 28. Mapa estructural M2, distancia entre pozos A-16 & A-20.....	65
Figura 29a. POZO A-16 sin interferencia ARPS, DCA, Log (Qo) Vs t, 1/Fw Vs Np.....	68
Figura 29b. POZO A-16 sin interferencia Log (Fw) Vs Np, Fo Vs Np, Log (WOR) Vs Np, 1/Qo Vs MBTo.....	68
Figura 30a. POZO A-16 con interferencia ARPS, DCA, Log (Qo) Vs t, 1/Fw Vs Np.....	69
Figura 30b. POZO A-16 con interferencia Log (Fw) Vs Np, Fo Vs Np, Log (WOR) Vs Np, 1/Qo Vs MBTo.....	69
Figura 31a. POZO A-20 ARPS, DCA, Log (Qo) Vs t, 1/Fw Vs Np.....	70
Figura 31b. POZO A-20 Log (Fw) Vs Np, Fo Vs Np, Log (WOR) Vs Np, 1/Qo Vs MBTo.....	70
Figura 32. EUR, resultados de las diferentes metodologías pozo A-16 después de haber sido interferido.....	72

Figura 33. Mapa estructural, M2A.....	74
Figura 34. Mapa Net Pay, M2A.....	74
Figura 35. Mapa de capacidad de flujo, M2A	75
Figura 36. Comparación entre la metodología anteriormente usada y la metodología desarrollada en el trabajo para el par la interferencia de los pozos A-16 & A-20	76
Figura 37. Área de drenaje de los pozos existentes en la unidad M2A	77
Figura 38. Información de entrada modelo económico	81
Figura 39. Tabla de resultados Stand Alone	81
Figura 40. Información de entrada modelo económico	82
Figura 41. Visualización generalizada Herramienta Spotfire	90
Figura 42. Visualización generalizada Herramienta Spotfire	90
Figura 43. Visualización generalizada Herramienta Spotfire, aplicación de reglas y discretización por unidad de arena.....	91
Figura 44. Visualización generalizada Herramienta Excel.....	93
Figura 45. Selección de pozo a analizar y discretización rango de tiempo	93
Figura 46. Ejemplo de librerías.....	94
Figura 47. Rango de valores data base, Herramienta Excel	94
Figura 48. Producción histórica y variables a introducir	96
Figura 49. Gráficas, % de exactitud y EUR.....	96
Figura 50. Perfil de producción futuro.....	97

INTRODUCCIÓN

Conocer en totalidad un campo petrolero es un hecho difícil, debido a que los trabajos realizados en el provienen de las interpretaciones realizadas por el equipo técnico necesario las cuales se basan en un pequeño porcentaje de información real referente a la magnitud del mismo; correspondiente en la mayoría de casos a núcleos de roca, mudLogging, registros de pozo, sísmica e información de producción. Ahora bien, analizar el comportamiento de producción del campo y/o los pozos es una tarea de suma importancia con el fin a entender el mecanismo de producción que se aplica para cada caso en específico, el soporte de presión que se tiene, el comportamiento de las propiedades petrofísicas y el tamaño del reservorio para la posterior ubicación de los pozos.

Teniendo ello claro y llevando el conocimiento a un estudio en profundización, según el comportamiento actual del campo y los pozos en particular podría inferirse la mejor ubicación de los mismos y/o posteriores trabajos a realizar, idealizando en cierto sentido si tendría afectación o no en el futuro comportamiento de producción de los otros pozos (Interferencia), cuanto sería el porcentaje de afectación generado, el tipo de interferencia (Por presión o reservorio) y su posterior clasificación; por lo cual el siguiente trabajo tuvo como enfoque entender la geología del campo, el método de producción del mismo y la relación pozo a pozo según las zonas productoras, calcular el nivel de interferencia existente en los pozos, analizar e interpretar las formas preferenciales de las áreas de drenaje, generando recomendaciones para el futuro desarrollo del campo.

RESUMEN

Este proyecto tuvo como objetivo general entender el comportamiento de las interferencias entre pozos en el campo petrolero A, ubicado en la cuenca de los llanos orientales; formalizado a generar recomendaciones en el futuro desarrollo del mismo.

Con dicha finalidad y además buscando generar un mejor entendimiento del comportamiento de los fluidos y el efecto que ocasiona la producción de un pozo en otro, se partió de manera inicial por la búsqueda de diferentes metodologías que con base en sus suposiciones y consideraciones se adecuaran mejor a las condiciones real del campo, todo ello soportado a la vez con un discernimiento en el comportamiento geológico, un análisis integrado entre la data de producción, las propiedades petrofísicas y los patrones de producción; de manera que se pudiese identificar las afectaciones generadas en un pozo inicial por la entrada de uno nuevo y a la vez estuviesen soportadas desde el punto de vista de yacimientos y geológico. Consecuentemente, se procedió a interpretar el área de drenaje preferencial de los pozos con el volumen estimado de aceite a producir y a la identificación de oportunidades en zonas sin drenar con acumulación de hidrocarburos.

1. ASPECTOS TEORICOS

Este primer capítulo tiene como objetivo dejar claros los conceptos necesarios para comprender el estudio y/o proyecto realizado. Teniendo ello claro se procedió a una recopilación de información que permite entender el comportamiento de los fluidos en un medio poroso, los cuales son influenciados por el tipo de fluido, la forma y tipo del yacimiento, entre otros conceptos que relacionan la interferencia de pozos y el área de drenaje correspondiente a los mismos. Así mismo se realizó una breve descripción de las aplicaciones petrotécnicas utilizadas en la elaboración del estudio.

1.1 Generalidades de los yacimientos

Un Yacimiento de Hidrocarburo se puede definir como una estructura geológica en el subsuelo conformada por rocas porosas y permeables que permiten la acumulación de hidrocarburos (Petróleo y Gas) en cantidades comercialmente explotables y rodeada por rocas adyacentes impermeables (rocas sello) que impiden la transmigración de los fluidos hacia otras zonas porosas.

1.1.1 Clasificación de los yacimientos

Los yacimientos almacenadores de hidrocarburos se pueden clasificar teniendo en cuenta varios criterios como la configuración de la trampa que lo forme, según el tipo de fluido que almacene, según el tipo de empuje o según las condiciones de presión y temperatura

del mismo; siendo estas, cuatro de las clasificaciones más importantes a la hora de caracterizar un yacimiento. El proceso de entender el comportamiento de un yacimiento requiere la identificación de los criterios anteriormente nombrados; por ende con el objetivo de definir el manejo que se le va a otorgar a la perforación y producción del reservorio, es de gran importancia contar con esta información en el proceso de desarrollo del mismo.

1.1.1.1 Según la estructura geológica

Las trampas son las estructuras geológicas que mantienen los hidrocarburos almacenados, sin posibilidad de migrar. Geológicamente los yacimientos se clasifican en tres grandes grupos: estructurales, estratigráficas y una combinación de ambas o mixtas. Las estratigráficas se originan por cambios laterales y verticales en el tipo de roca, lentes de arena, cambios de facies entre otros. Los estructurales debido a fracturas en calizas o rocas ígneas, fallamiento en areniscas, sinclinales, anticlinales, domos salinos, entre otros.

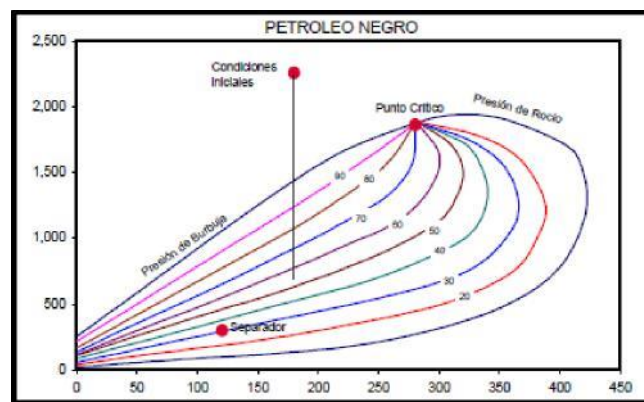
El yacimiento del campo en estudio está conformado por una trampa estructural, las cuales se deben a procesos de deformación en los estratos del subsuelo, como lo son las fallas y los anticlinales.

1.1.1.2 Según el tipo de hidrocarburos

Los yacimientos de hidrocarburos pueden clasificarse en yacimientos de petróleo pesado, petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco. Esta clasificación corresponde a una división realizada en la industria petrolera según la relación gas/petróleo

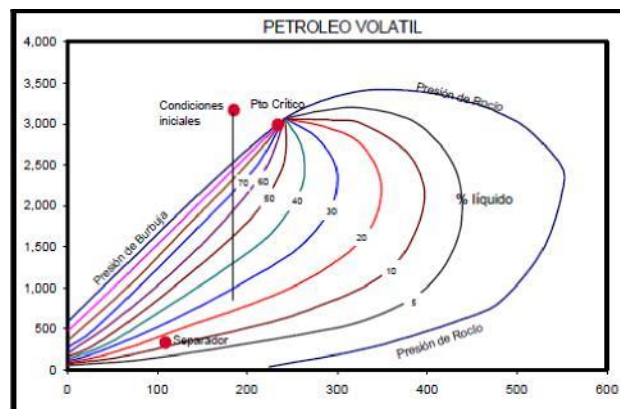
(GOR) y la gravedad API del petróleo a condiciones estándar, las cuales constituyen las propiedades más importantes de los yacimientos de hidrocarburos. Esta clasificación también se relaciona con el diagrama de fases y las condiciones iniciales en las que se encuentre el hidrocarburo en el yacimiento, en la figura 1a, 1b y 1c se puede observar el diagrama de fases para el petróleo negro, petróleo volátil y gas retrogrado, respectivamente.

Figura 1a. Diagrama de fases típico del petróleo negro.



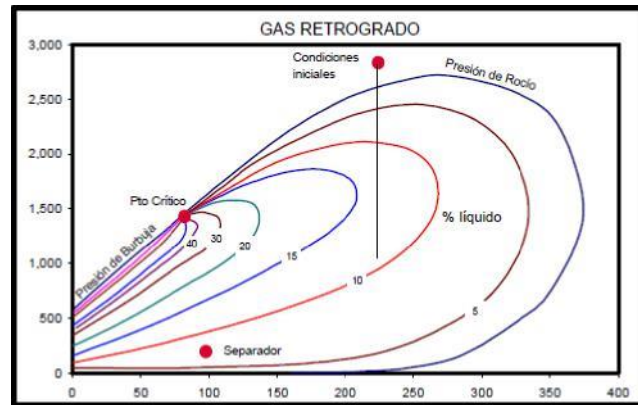
Fuente: Escobar, Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Página 17

Figura 1b. Diagrama de fases típico del petróleo volátil.



Fuente: Escobar, Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Página 19

Figura 1c. Diagrama de fases típico del gas retrogrado.



Fuente: Escobar, Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Página 20

1.1.1.3 Según el mecanismo de empuje

La cantidad de petróleo que puede ser desplazada por la energía natural asociada al yacimiento varía con el tipo de yacimiento. Los mecanismos de producción o empuje se pueden definir como los procesos a través del cual la energía acumulada en los diferentes entes que conforma el yacimiento es liberada, dando lugar al desplazamiento de los fluidos a través del sistema poroso de las rocas del yacimiento hasta los pozos productores. Por esta razón, los yacimientos se clasifican en 5 categorías según su principal fuente de energía: Empuje por acuífero activo, por gas en solución (los fluidos gaseosos ayudan a producir la fase líquida cuando el gas intenta liberarse del seno del crudo), con expansión de la roca y de los fluidos, empuje por capa de gas (no hay distribución uniforme de los fluidos) y drenaje por gravedad.

Con respecto al campo en estudio, este se encuentra en una producción primaria originada principalmente por la acción de un acuífero activo.

1.1.1.4 Según las condiciones de presión y temperatura del reservorio

En general los yacimientos son clasificados basándose en la localización del punto que representa la presión inicial y la temperatura, con respecto al diagrama presión-temperatura del fluido del yacimiento. De acuerdo a esto se clasifican en cuatro tipos.

- Yacimientos de punto de burbujeo, subsaturados o de gas disuelto: si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos
- Yacimientos con capa de gas o yacimientos saturados: si la mezcla de hidrocarburos se encuentra dentro de la envolvente en la región de dos fases.
- Yacimientos de gas: Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondéntica de la mezcla de hidrocarburos.
- Yacimientos de puntos de rocío o de condensado retrogrado: si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y menos que la cricondéntica.

De acuerdo al diagrama de fases de presión y temperatura, este yacimiento corresponde a un yacimiento subsaturado, en el cual la presión inicial del yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja.

1.1.2 Propiedades de la roca

La caracterización petrofísica de las rocas del yacimiento es muy importante en la industria de los hidrocarburos puesto que brinda las herramientas necesarias para la toma de decisiones concernientes a pozos y/o campo objetivo, dado que permite evaluar la

productividad de un reservorio al estudiar las propiedades de las rocas del yacimiento y su relación con el flujo de los fluidos presentes en esta. La importancia de las propiedades petrofísicas, como porosidad, permeabilidad, saturación, fuerzas capilares y resistividad, radica en que influyen directamente en la existencia de hidrocarburos en el yacimiento. Para esto la petrofísica aplica diferentes métodos de obtención de información, mediante registros eléctricos que relacionan las características de la misma y análisis en laboratorio con muestras de roca de las formaciones a analizar (núcleos). Realizando un apropiado estudio petrofísico se pueden obtener información de las propiedades de la roca como: arcillosidad, intervalos permeables, porosidad efectiva, profundidad de los intervalos de interés, entre otros.

1.1.2.1 Porosidad

Es una propiedad de la roca que es estudiada por la petrofísica, la cual corresponde al volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación (volumen total de roca). Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, la porosidad describe el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos. (Ecuación 1) MAGDALENA.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Donde:

\emptyset = Porosidad (Adim)

V_p = Volumen ocupado por los poros o espacio vacío (cc)

V_t = Volumen total de la roca (cc)

La porosidad es una fracción que varía entre 0 y 1, aunque también puede representarse en porcentaje. Los valores de porosidad de una roca comúnmente son inferidos de métodos directos o indirectos, siendo los primeros desarrollados en laboratorio sobre muestras de roca del yacimiento; es decir, análisis y estudio de núcleos; y los segundos a partir de registros geofísicos tomados en el pozo.

En la teoría se distinguen dos tipos de porosidad según la comunicación de los poros: Porosidad absoluta y porosidad efectiva. La primera se define como la razón entre el espacio poroso total en la roca y el volumen bruto (Ecuación 1); la segunda es definida como el espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca (Ecuación 2). La porosidad efectiva es utilizada en la ingeniería de yacimientos para las estimaciones de petróleo y gas en sitio.

$$\phi_{ef} = \frac{\text{Volumen poroso interconectado}}{\text{Volumen total}} \quad (2)$$

1.1.2.2 Permeabilidad

La permeabilidad es una de las propiedades petrofísicas más importantes. Es definida como la capacidad del medio poroso de permitir el paso de fluidos a través de él (MAGDALENA) y se expresa matemáticamente mediante la ley de Darcy (Ecuación 3).

La permeabilidad de una roca está influenciada por la redondez, el tamaño y la clasificación de los granos. La unidad de permeabilidad es el Darcy, que se define como: la cantidad de fluido que pasa a través de 1 cm² de área de formación en 1 segundo, bajo la acción de una atmósfera de presión. Sabiendo que el caudal o gasto del fluido que pasa es 1 cm³ se dice que la permeabilidad es de 1 Darcy.

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (3)$$

Donde:

K = Permeabilidad, Darcy

q = Caudal, cm³/s

μ = Viscosidad del fluido, Cp

L = distancia que recorre el fluido, cm

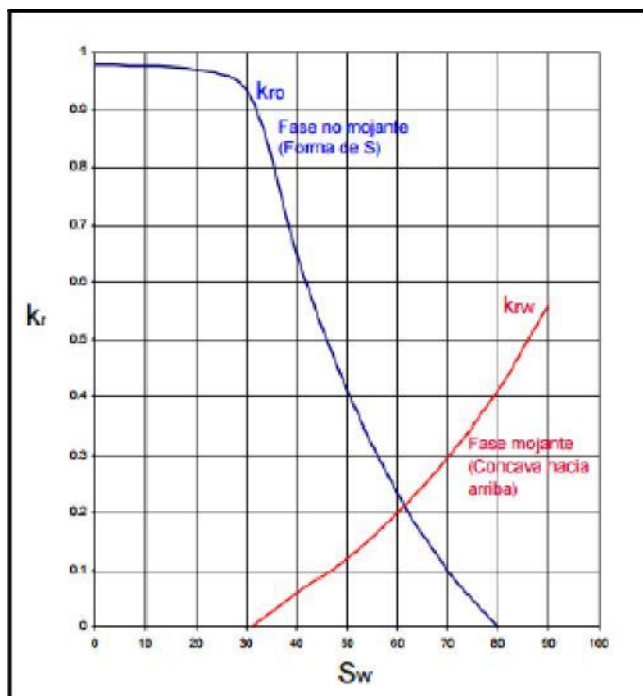
Esta medida de permeabilidad es también llamada permeabilidad absoluta, puesto que es la capacidad de flujo o transmisión de fluidos a través de una roca, obtenida cuando existe un solo fluido, o fase, presente en la roca, es decir, mide la capacidad para dejar pasar un fluido a través de los canales interconectados de un medio poroso saturado 100% con dicho fluido.

1.1.2.3 Permeabilidad relativas

Es un término adimensional implementado para adaptar la ecuación de Darcy a las condiciones de flujo multifásico, puesto que la permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total. Si en una roca existe un solo fluido presente, su permeabilidad relativa es de 1,0; sin embargo en la realidad, en los yacimientos de petróleo siempre se encuentra agua asociada a la formación, por lo cual existen dos o tres fluidos en el medio poroso (agua, petróleo, gas). El cálculo de la permeabilidad relativa permite la comparación de las diferentes capacidades de los

fluidos para fluir en su respectiva presencia, ya que la presencia de más de un fluido por lo general inhibe el flujo.

Figura 2. Curva típica de permeabilidades relativas



Fuente: Escobar Freddy, Fundamentos de ingeniería de yacimientos página 81

1.1.2.4 Saturación

Es el porcentaje del volumen poroso ocupado por el fluido en consideración. Por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua, con esto se estima la cantidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento. Matemáticamente se expresa por la siguiente relación:

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{Volumen total del fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad (4)$$

La relación anterior se aplica a cada fluido presente en el yacimiento, de manera que se tiene la saturación de agua, aceite y/o gas. El rango de saturación de cada fase oscila entre 0 y 100 por ciento y la suma de las tres será igual al 100%.

1.1.3 Propiedades de los fluidos y del yacimiento

Los fluidos, como todos los materiales, tienen propiedades físicas que permiten caracterizar y cuantificar su comportamiento así como distinguirlos de otros. Algunas de estas propiedades son exclusivas de los fluidos y otras son típicas de todas las sustancias. Dado que en un yacimiento petrolífero se puede encontrar el fluido en diferentes fases, la fase en la que se encuentre dependerá principalmente de su presión, temperatura y composición.

Poseer unos datos acertados de estas propiedades permite al ingeniero de yacimientos realizar una adecuada planeación de la explotación del campo, en cuanto al manejo y almacenamiento del fluido, por lo cual es importante disponer de una descripción adecuada de las propiedades del fluido para conocer cómo se comportan volumétricamente los fluidos dentro del yacimiento, dentro de los pozos y como sería su comportamiento en condiciones de superficie. Por ende a continuación se mencionan algunas de las propiedades más importantes del petróleo crudo.

En el presente proyecto el fluido de interés es el petróleo crudo y el agua, puesto que el campo en estudio es un campo de crudo liviano con una producción de gas despreciable.

1.1.3.1 Gravedad del petróleo, γ_o

La gravedad del petróleo es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Definiendo la densidad del petróleo como la masa de una unidad de volumen de crudo a determinada temperatura y presión; se podría decir que la gravedad específica de un petróleo crudo, corresponde a la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, ambas medidas a 60°F y presión atmosférica. Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (5)$$

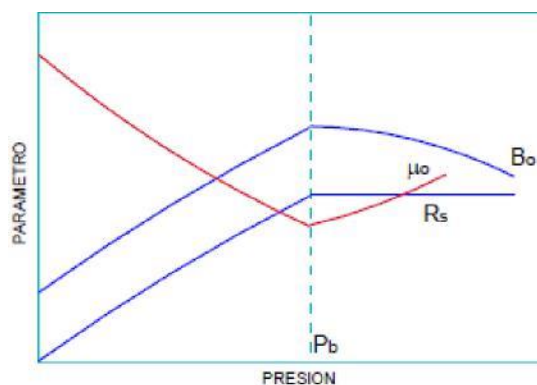
1.1.3.2 Presión de burbujeo, p_b

La Presión de Burbujeo también conocida como Presión de Saturación es la presión a la cual el crudo líquido libera la primera burbuja de gas previamente disuelto en él. Todos los yacimientos de hidrocarburos poseen gas natural en solución. Algunas veces el crudo está saturado con gas al momento de ser descubierto, lo cual corresponde a que el petróleo está reteniendo todo el gas que puede a temperatura y presión del yacimiento, estando así en su punto de burbuja. En ocasiones, el crudo esta subsaturado, es decir, la presión del yacimiento es mayor a la presión a la cual la primera burbuja de gas comienza a generarse. Esta propiedad puede medirse experimentalmente en un sistema de petróleo crudo cuando se realiza una prueba de expansión a una composición constante.

1.1.3.3 Viscosidad del petróleo, μ_o

La viscosidad es una medida de la resistencia interna al flujo, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia. De igual forma es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica; además de que controla el flujo de petróleo a través del medio poroso y de las tuberías. Esta propiedad depende principalmente de la temperatura del yacimiento, la presión, la gravedad del petróleo, y la gravedad y solubilidad del gas.

Figura 3. Curva típica de las propiedades PVT del aceite



Fuente: Escobar, Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Página 140

1.1.3.4 Solubilidad del gas, R_s

La solubilidad del gas, R_s , se define como la cantidad de gas que se encuentra en solución en petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Generalmente se expresa por los pies cúbicos de gas a condiciones normales (PCN) disueltos en un barril de

petróleo, también a condiciones normales (BN). La solubilidad del gas en un petróleo crudo depende de su presión, temperatura, °API y gravedad. Para un gas y petróleo crudo que estén a una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta proporcionalmente con la presión hasta que se alcanza la presión de saturación o presión de burbuja, ya que a esta presión todos los gases disponibles están disueltos en el petróleo y la solubilidad del gas alcanza su valor máximo.

1.1.3.5 Índice de productividad, PI

El índice de productividad es una forma matemática de expresión de la capacidad de un yacimiento para suministrar fluidos al pozo o una medida del potencial del pozo para producir fluidos. El PI se expresa generalmente como el volumen producido por unidad de tiempo, por psi de reducción de presión en la formación (bbl/d/psi). En yacimientos de empuje por depleción los índices de productividad de los pozos decrecen a medida que la depleción procede, debido al aumento en la viscosidad del petróleo a medida que el gas es liberado de la solución y a la reducción en la permeabilidad de la roca del petróleo a medida que la saturación de petróleo disminuye.

1.1.3.6 Área de drenaje, DA

El área de drenaje corresponde a la distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión (el área o volumen del yacimiento drenados por el pozo). Su forma

preferencial depende de las propiedades de la roca y de los fluidos como lo son la presión, temperatura, porosidad, permeabilidad, profundidad, calidad de roca, capacidad de flujo, entre otras.

1.2 Mapas del subsuelo

Los mapas han sido empleados desde la antigüedad para recoger la información geográfica y transmitirla, teniendo como fundamento la descripción de relaciones espaciales. Ahora bien, un mapa geológico es la representación de los diferentes tipos de materiales geológicos (rocas y sedimentos) que afloran en la superficie terrestre o en un determinado sector de ella, y del tipo de contacto entre ellos. En el mapa geológico las rocas pueden diferenciarse de acuerdo a su tipo (ígnea, metamórfica o sedimentaria) o composición (granitos, pizarras, areniscas, etc.) y también de acuerdo a su edad; de igual forma allí se reflejan las estructuras (pliegues, fallas, etc.) que afectan a los materiales. Toda esta información permite proyectar al subsuelo, radicando su importancia al ser de los primeros pasos de evaluación técnica en la búsqueda de hidrocarburos.

1.2.1 Mapas de Netpay

El objetivo principal de los cálculos de las arenas de Netpay es eliminar los intervalos de rocas no productivas y, a partir de estos cálculos en los diversos pozos, proporcionar una base sólida para una descripción del yacimiento 3D de calidad y cálculos cuantitativos de hidrocarburos in situ y de flujo.

Con el fin de seleccionar los intervalos de arenas productoras, se parte por aplicar o sobreponer en la información que se tiene del reservorio (por medio de registros de porosidad, saturación, densidad aparente, Gamma Ray, entre otros) unos valores promedio mínimo de las propiedades de la roca con los cuales se considera que esta sería productiva, como en la porosidad, permeabilidad, espesor y saturación.

Debido a los altos valores de permeabilidad existentes en el campo de estudio y que estos no son medidos de manera directa, no se tuvo en cuenta un valor mínimo de limitación para en esta propiedad. Para los mapas de Netpay se realizaron cutoffs de porosidad del 10% y saturación del 50%.

1.2.2 Mapas de capacidad de flujo

Los mapas de capacidad de flujo son producto de la permeabilidad de la formación, k , y el espesor de la formación de producción, h , en un pozo de producción, denominado kh o capacidad de flujo. Este producto es el resultado primario de las pruebas de restauración y de abatimiento de presión y es un factor clave en el potencial de flujo de un pozo. En ingeniería de yacimientos se utiliza en cálculos la predicción del desempeño futuro, el potencial de recuperación secundaria y terciaria y el éxito potencial de los procedimientos de estimulación de pozos; además de que permiten observar el movimiento preferencial de los fluidos en el yacimiento.

Con el objetivo de tener la obtención del mejor valor posible de este, es necesario tener alguna medición independiente de uno de ellos, siendo usualmente la estimación del espesor de la formación de producción procedente de registros de pozos.

1.2.3 Mapas estructurales

Corresponden a un tipo de mapa del subsuelo cuyas curvas de contorno representan la elevación de una determinada formación, yacimiento o marcador geológico en el espacio, de modo que los pliegues, fallas y otras estructuras geológicas se representan allí con claridad. La importancia de los mapas estructurales radica en que a partir de su construcción se inicia el desarrollo de los pozos y decisiones de gerencia basadas en las interpretaciones presentadas en estos mapas.

Para la elaboración de los mismos se requiere la ubicación exacta de los puntos de observación, la profundidad de los marcadores bajo la superficie, composición conocida de las rocas y marcadores estratigráficos seleccionados.

1.2.4 Columnas estratigráficas

Una columna estratigráfica es una representación utilizada para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica. Una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, expresándose en forma columnar en orden decreciente hacia arriba de acuerdo a su edad relativa o absoluta (abajo la unidad más antigua y arriba la más joven). En otras palabras, representa los distintos tipos de rocas y ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico de acuerdo a la evolución geológica del área de estudio.

Cada unidad estratigráfica es caracterizada mediante una simbología gráfica conforme a su litología, textura, estructuras primarias y diagenéticas, contenido fosilífero, espesor de sus

estratos, color, relaciones estratigráficas, espesor de la unidad y expresión morfológica; como se observa en la figura 4.

Partiendo de las columnas estratigráficas, es posible crear una sección transversal del subsuelo la cual permite u otorga una visión lateral de la misma. Para ello se parte de los registros obtenidos del pozo y de las descripciones realizadas en las muestras de núcleos obtenidos durante el proceso de perforación. Su importancia radica en conocer o idealizar la extensión y continuidad de un paquete de arenas en el yacimiento.

Figura 4. Claves de signos de los principales tipos de rocas diferentes para su utilización en secciones estratigráficas y cortes geológicos.

	Caliza (sin diferenciar)		Grava
	Caliza masiva		Brecha
	Caliza recristalizada		Conglomerado
	Caliza tableada		Arena
	Caliza oolítica		Arenisca
	Caliza organógena		Calcarenita
	Caliza arenosa		Lutita
	Caliza margosa		Arcilla y arcillita
	Alternancia de calizas y margas		Limo y limolita
	Marga		Limo arcilloso
	Marga arenosa		Limo arenoso
	Dolomía masiva		Sales
	Dolomía bien estratificada		Yeso
	Caliza dolomítica		Carbón
	Dolomía margosa		Paleosuelo carbonoso

Fuente: Corrales, et al. (1977)

1.3 Curvas de declinación y Reservas

1.3.1 Curvas de declinación, métodos usados

El análisis de las curvas de declinación, propuesto por Arps en 1945 ha sido el método más empleado para predecir el comportamiento de la producción en los campos petrolíferos (Pérez T.E, Curvas de Declinación). Las curvas de declinación se realizan mediante la reproducción de la producción en el tiempo, el ajuste de la misma a una línea recta para así estimar el comportamiento de la producción futura. El análisis de las curvas de declinación aplica para la producción de pozos individuales, de grupos de pozos o de áreas totales de reservorios. De igual forma posee la premisa de que no es recomendable realizarlas en la primera fase de vida del reservorio puesto que no se tienen los puntos de información necesarios para realizar dichas estimaciones; es decir no hay una tendencia, estabilización o predictibilidad en el comportamiento de producción del mismo.

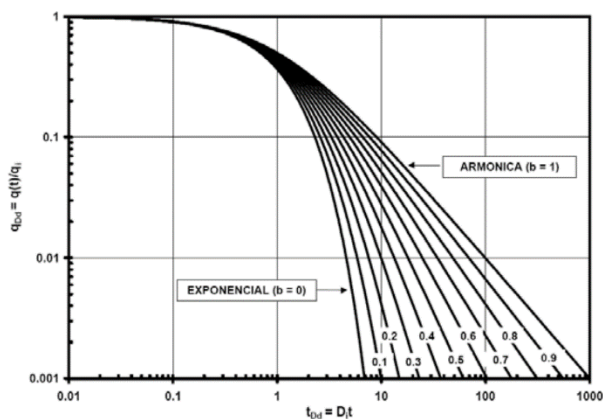
Para el ejercicio realizado en el presente proyecto, se utilizaron los siguientes métodos o curvas de declinación:

- $\text{Log(WOR) Vs } N_p$
- $\text{Log(FW) Vs } N_p$
- $\text{Log(Qo) Vs } t$
- $1/Q_o \text{ Vs } MBT_o$
- $F_o \text{ Vs } N_p$
- $1/F_w \text{ Vs } N_p$
- Arps (DSS)
- DCA Mejorado

El principal enfoque, de los primeros seis métodos (anteriormente nombrados) radica en la facilidad de generar predicciones en el comportamiento de producción futuro de un pozo (o la combinación de ellos); partiendo bajo la analogía de la línea recta o “Straight Line”, los cuales permiten realizar pronósticos de producción a caudal cambiante y en yacimientos con depletamientos de presión; en estado Estable o Pseudoestable junto a la factibilidad de poder ser empleados en un sistema de empuje de agua; los cuales se basan en la metodología de Blasingame and Lee y Material Balance Time, referenciado en los papers de: Lance O. Masoner, J.M. Navarro y V.V. Bondar.

El DCA Mejorado, el cual es una metodología desarrollada por Grajales y Salazar; cuyo principio de declinación parte de tener intrínsecamente en cuenta el comportamiento de producción del aceite y la del fluido en general, permite declinar los mismos a una condición de caudal de fluido total constante y/o variable.

Figura 5. Curvas de declinación de Arps



Fuente: Pérez T.E, Curvas de Declinación.

Ahora bien, el análisis de la curva de declinación de Arps proviene directamente del resultado obtenido utilizando la curva tipo de Fetkovich (Pérez T.E, Curvas de Declinación). Arps propuso una serie de curvas de declinación (hiperbólica, exponencial y armónica) para el análisis de los datos de producción (figura 5).

Debido a la simplicidad y consistencia de este acercamiento empírico, las ecuaciones de Arps mantienen su vigencia en la industria para el análisis e interpretación de los datos de producción. Las relaciones empíricas de Arps pueden ser visualizadas en un gráfico semilog (producción vs. tiempo) donde es posible observar que la declinación exponencial da un pronóstico de producción más reservado mientras que la declinación armónica es la más positiva. Las relaciones de Arps para un pozo en producción son:

$$\text{Exponencial: (b=0)} \quad q(t) = q_t * \exp(-D_t t) \quad (6)$$

$$\text{Hiperbólica: (0<b<1)} \quad q(t) = \frac{q_t}{[1+D_t t]^{1/b}} \quad (7)$$

$$\text{Armónica: (b=1)} \quad q(t) = \frac{q_t}{1+D_t t} \quad (8)$$

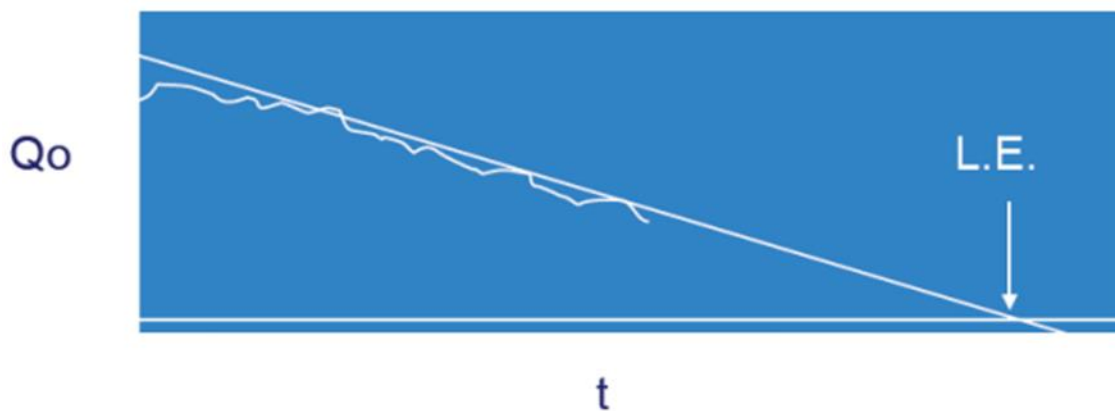
Donde:

b=Exponente hiperbólico.

El exponente de declinación, b, se define como la variación de la tasa de declinación instantánea (pendiente de la curva) con respecto al tiempo. Arps, también introdujo métodos de extrapolación de datos de producción con respecto al tiempo, lo que permitió estimar reservas primarias utilizando las curvas de declinación exponencial e hiperbólica

(Pérez T.E, Curvas de Declinación). El llamado límite económico se halla cuando al extrapolar la gráfica se llega a un punto donde el valor de la producción de aceite o gas, es equivalente a los gastos de producción (figura 6). De continuar con la explotación, las erogaciones serían mayores que los ingresos.

Figura 6. Límite económico de producción de aceite o gas.



Fuente: Pérez T.E, Curvas de Declinación.

1.3.2 Reservas y factor de recobro

Se considera como reservas la cantidad de petróleo que puede ser recuperado comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. En otras palabras corresponde al producto del volumen original de hidrocarburos (N o G) por el factor de recobro del yacimiento, RF. Refiriéndose a factor de recobro como el porcentaje entre el cociente del volumen de aceite contactado por el pozo que es posible producir y el volumen total de hidrocarburos en sitio (EUR/OOIP).

Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. Esta incertidumbre, depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre es aplicado para colocar las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no-probadas. Las reservas no-probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.

De igual forma, el Factor de recobro de los yacimientos depende de muchas variables, entre las que destacan el grado de heterogeneidad y anisotropía de las propiedades de la roca, propiedades físico-químicas de los fluidos, el tipo de empuje predominante en el yacimiento, el proceso de explotación (declinación natural, recuperación secundaria, recuperación mejorada, etc.) y el ritmo de extracción de los fluidos.

1.4 Interferencia de pozos

Para el presente trabajo se realizó un análisis de interferencia entre los pozos del campo de estudio, mediante el modelo analítico del yacimiento realizado en DSS y SPOTFIRE, con el objetivo de observar la afectación en el comportamiento normal de producción de un pozo referente a los fluidos producidos y su distribución o la perturbación de presión generada por el ingreso de un pozo nuevo.

Las pruebas de interferencia han sido estudiadas a través de los años debido a que los resultados arrojados reflejan las características de una región más grande del yacimiento,

comparado con las pruebas de uno solo pozo, por lo cual son consideradas superiores respecto a las de un pozo único. Igualmente permiten mantener un control entre las caídas de presión adicionales generadas por comunicación entre los pozos y la afectación generada en la producción de un pozo inicial. Las interferencias pueden ser clasificadas como positivas, es decir cuando el volumen de hidrocarburos a producir por el pozo interferido y el interferente es mayor al volumen de hidrocarburos a producir por el pozo inicial (Adición de aceite a producir); neutras cuando el volumen de hidrocarburos a producir por los dos pozos es igual al inicial (No hay adición de aceite a producir) o negativas cuando el volumen de hidrocarburos a producir por los dos pozos es menor al producir inicialmente. De ahí la importancia de conocer la relación de interferencias existentes, y zonas con acumulación de hidrocarburos que no están siendo drenadas por ningún otro pozo; sobrellevado con la distribución del área de drenaje representativa para cada pozo.

En la literatura encontramos referencias a las pruebas de interferencia de pozo desde 1940 cuando Elkins y Muskat presentaron su método para analizar este tipo de pruebas y la comunicación entre pozos (Economides M.J. y Ogbe D.O., 1985).

Desde entonces se realizan pruebas de presión especiales realizadas para conocer la comunicación entre pozos y a la fecha se han desarrollado modelos generalizados para la interpretación en las pruebas de interferencia, según Economides y D. O. Ogbe son los siguientes:

- Modelo simple analítico para yacimientos radiales homogéneos, analizando curvas típicas de interferencia con la información medida de pruebas.

- Modelo analítico para yacimientos anisotrópicos, calculando la dirección de la permeabilidad y la magnitud con información de pruebas de interferencia.
- Modelo para un sistema de flujo lineal: Para yacimientos altamente fracturados, formaciones geotermales y campos con tight gas.
- Modelos para interferencia vertical de un solo pozo con pruebas de pulso, esto nos da la discontinuidad en el yacimiento.
- Modelos usados para el análisis de respuesta de presión observada de una pequeña perturbación en la tasa de flujo de los pozos activos.

Para obtener un estudio detallado del yacimiento al momento de realizar un análisis de este tipo, es importante partir por un entendimiento global y puntual del mismo; es decir, tener un discernimiento de las características generales del yacimiento, como los mecanismos de empuje que actúan en él, la heterogeneidad y anisotropía de las formaciones presentes en los reservorios y el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

Habiendo realizado este estudio, es imprescindible contar con un modelo geológico que relacione la petrofísica y geología del yacimiento, de manera que se pueda relacionar la continuidad de las arenas productoras entre los diferentes pozos para los diferentes reservorios presentes. En caso particular, para el campo de estudio corresponden 3 reservorios independientes.

Para el desarrollo exitoso de un yacimiento, el éxito parte de un entendimiento completo del mismo comportamiento del yacimiento. Típicamente, el flujo entre regiones de yacimiento es gobernado por el término de transmisibilidad, reflejando el promedio de las

propiedades de la roca y el gradiente potencial entre regiones (ley de Darcy). Es necesario tener en cuenta, que en muchos campos el flujo entre áreas de drenajes entre pozos es afectado por barreras significativas resultando en una comunicación reducida, bien sea por la ubicación estratigráfica/estructural de los pozos o por la anisotropía existente en el reservorio. Por ende, el flujo de fluidos existente es gobernado no solo por el promedio de la transmisibilidad de la roca, sino por la caída de presión existente. La forma de estas barreras puede ser compleja: cambios mayores de estratificación dentro de una unidad de yacimiento que resulta en permeabilidad o degradación de espesor y barreras verticales como shales discontinuos.

Referente a la literatura V.V. Bondar, Chevron Texaco Corp., T.A. Blasingame, Texas A&M U., George R Elliott, F. Grajales, J. Salazar, J.M. Navarro y Lance. O. Masoner, la metodología para realizar el análisis de interferencia con base en un modelo analítico consiste en realizar:

- Modelo analítico: integrando geología y caracterización del yacimiento.
- Inicialización del modelo y history match: consideración de metodologías propuestas e identificación de interferencias existentes.
- Predicción: predicción del comportamiento futuro de producción para los pozos existentes en las arenas productoras actuales, evaluación del factor de recobro de los mismos y el de los workovers propuestos para determinar el escenario óptimo de desarrollo; junto a la cuantificación de la afectación generada por los pozos interferentes sobre los ya existentes.

- Área de drenaje: Partiendo de los pronósticos de producción generados, junto a mapas estructurales, columnas estratigráficas, mapas de NetPay y mapas de capacidad, otorgar el área de drenaje preferencial correspondiente a cada pozo y corrida de volumetría para los mismos.

1.5 Herramientas de trabajo

Referente a las necesidades que surgen con el día a día y según el paso de los años, se han creado múltiples herramientas las cuales facilitan el desarrollo de las labores vinculadas al manejo de un campo; dentro de las cuales algunas permiten el modelamiento tanto del comportamiento de fluidos, como la geología del yacimiento, el sistema de producción desde el yacimiento a superficie o el manejo de datos de producción. A continuación, se describen algunas de estas herramientas, las cuales fueron utilizadas en el desarrollo de este proyecto.

1.5.1 Plataforma de software Petrel E&P

Petrel es un software desarrollado por la compañía Schlumberger, el cual permite crear un modelo que representa la estructura geológica del yacimiento. Permite interpretar datos sísmicos e integrarlos a datos obtenidos mediante registros de pozos y análisis petrofísicos, para construir el modelo estático del yacimiento y posteriormente importarlo en el simulador dinámico.

Este software es muy importante en la ingeniería de yacimientos, ya que ha sido diseñado para integrar diferentes disciplinas, permitiendo modelar desde estructuras geológicas hasta esquemas de perforación o explotación.

1.5.2 DSS (Dynamic Surveillance System)

El proceso de observación de la información y parte del análisis de los resultados obtenidos en el presente proyecto fue realizado a través de las distintas aplicaciones y/o templates elaborados en la plataforma de DSS versión 5000.0.3.2, desarrollada por la compañía Halliburton.

Este software es utilizado comúnmente por las compañías operadoras, para llevar un control de la producción diaria del campo, llevando así una base de datos con toda la producción histórica del campo, pozos perforados, etc.

Está diseñado para reducir el tiempo que gasta el ingeniero de yacimientos analizando la información de producción de un campo, mediante diferentes herramientas como: mapas de burbuja, análisis de curvas de declinación, curvas tipo, fácil realización de graficas con diferentes parámetros de producción, entre otros.

1.5.3 TIBCO SPOTFIRE

TIBCO Spotfire es una herramienta que facilita el acceso, el análisis y la creación de informes dinámicos sobre datos. Ofrece un valor inmediato, debido a que permite identificar rápidamente las tendencias y los patrones en el estudio de datos comerciales críticos.

Este software desarrollado por TIBCO Spotfire, ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de los pozos en general con una avanzada vista de vigilancia y herramientas visuales. Está diseñado para reducir el tiempo que invierte el ingeniero analizando la información de producción de un campo, mediante diferentes herramientas como: mapas de burbuja, fácil realización de graficas con diferentes parámetros de producción, entre otros.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

2.1 Reseña histórica

El contrato asociación Cravo Norte fue concedido a la empresa operadora en 1983 y tiene como fecha efectiva de terminación en diciembre de 2023, este contrato fue firmado con Ecopetrol.

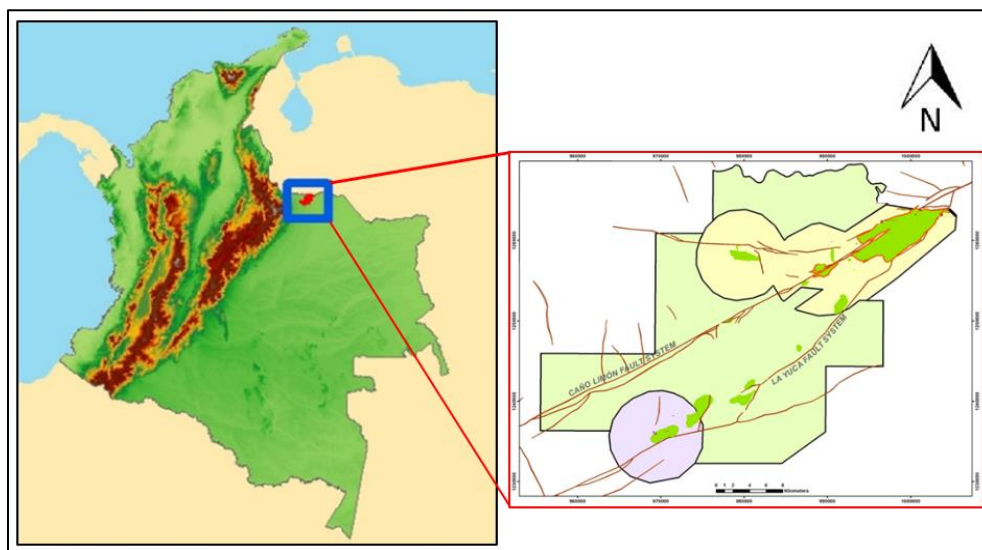
La campaña de exploración en la asociación Cravo Norte inició en el año 1983. Fue descubierto con el pozo Caño Limón 1 en la región Nor Oriental del bloque en el mismo año, el cual tenía una producción acumulada de alrededor de 15 MM Bls.

En la actualidad el contrato cuenta con un total de 599 pozos, de los cuales alrededor de 382 se encuentran activos. Con una producción promedio diaria de 44.414 Bls de aceite; el cual ha tenido una producción de más de 1.3 billones de barriles de aceite.

2.2 Ubicación geográfica del campo

El campo petrolero A se encuentra ubicado al Nor Oriente del país dentro del departamento de Arauca, al norte de la Cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales; siendo parte del contrato Cravo Norte aproximadamente a 100 Km sur-oeste de la ciudad capital de departamento, Arauca, Colombia. El área total del contrato está conformada por el polígono mostrado en la figura 7.

Figura 7. Ubicación geográfica del Contrato Asociación Cravo Norte



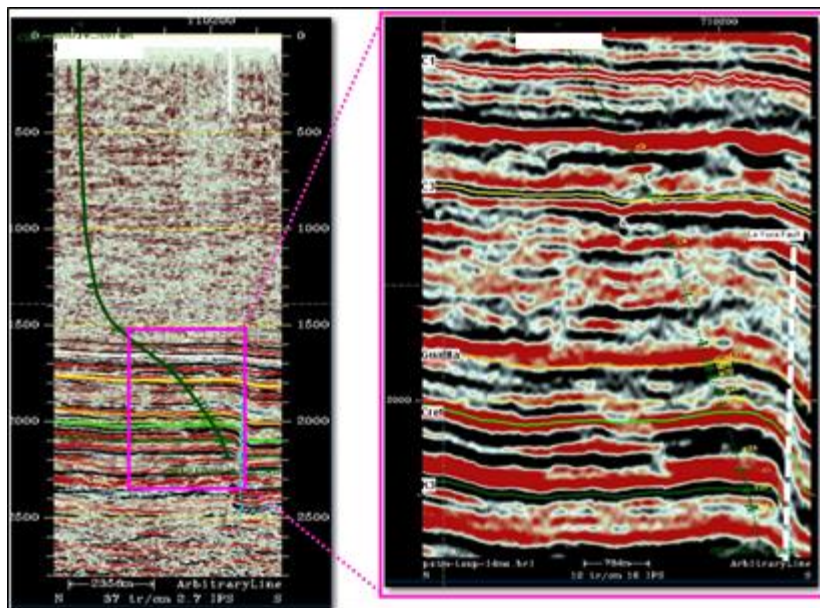
Fuente: Empresa, modificado por el autor

2.3 Marco geológico

El campo petrolero A fue descubierto en el año 2011 por el pozo exploratorio A1. Este pozo se perforó con un desplazamiento horizontal de 4 Km y una desviación de entre (65° - 73°) (Figura 8). El pozo A1 atravesó la secuencia sedimentaria regional que incluye rocas que van desde el Cretáceo hasta Pleistoceno (base a tope). En la Figura 11 se presenta una columna estratigráfica generalizada del área.

La trampa del campo es una estructura anticlinal con cierre en cuatro direcciones, limitado hacia el Este por la falla regional 'La Yuca'. En la Figura 8 se presenta una línea sísmica en dirección N-S donde se puede observar la configuración del Campo en los principales horizontes sísmicos: C3, Guafita, CRET y K3. La estructura se extiende en dirección SW-NE aproximadamente 4 Km.

Figura 8. Línea sísmica arbitraria a través del pozo exploratorio A1

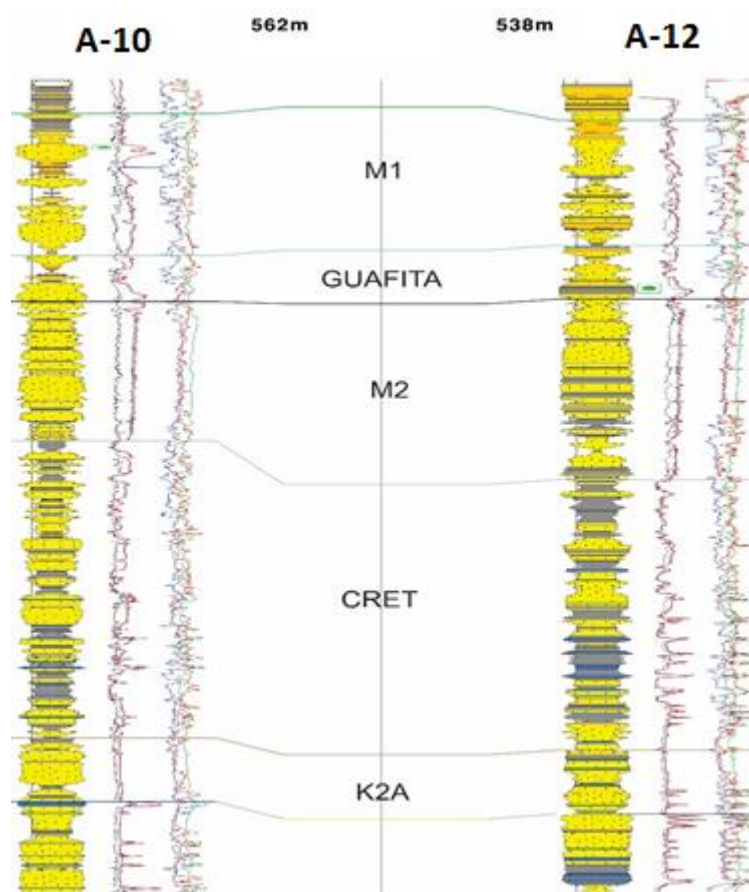


Fuente: Empresa, modificado por el autor

Los yacimientos productores de hidrocarburos del campo los constituyen las unidades M1 y M2 pertenecientes a la Formación Carbonera Inferior (Paleógeno) y la unidad K2 (Cretáceo). Los yacimientos M1 y M2 están constituidos litológicamente por rocas areniscas depositadas en un ambiente fluvio-deltáico durante el Oligoceno. El yacimiento K2 está constituido litológicamente por rocas areniscas depositadas en un ambiente de playa y plataforma marina somera durante el Turoniano-Campaniano. En la figura 9, se presenta una correlación para los yacimientos M1, M2 y K2

Figura 9. Sección transversal dirección Sur-Norte y correlación de registros de pozo

huevo abierto



Fuente: Empresa, modificado por el autor

2.3.1 Modelo estratigráfico

La secuencia estratigráfica en la cuenca de los Llanos Orientales está constituida por rocas que van desde el Precámbrico, pasando por el Paleozoico Inferior, Cretácico y Terciario (Formaciones Carbonera y León, Guayabo y Necesidad) separadas por discordancias regionales¹ (Figura 10).

En el área del Contrato Cravo Norte la secuencia estratigráfica está constituida por rocas del Paleozoico, en contacto discordante con rocas del Cretáceo.

La unidad Areniscas Basales de la formación Carbonera constituye el reservorio productor en el área, junto a los depósitos de estuarios en la formación Cretáceos. La unidad de Areniscas Basales es estratigráficamente compleja debido a que se caracteriza por ser de sistema depositacional de tipo fluvial. La interpretación ambiental sugiere depósitos fluviales trenzados, con canales de baja sinuosidad. Las curvas de registros y la descripción de corazones disponibles soportan la interpretación de que el ambiente de sedimentación corresponde a un dominio fluvial de poca preservación de depósitos de inundación.

2.3.1.1 Formación Guayabo (Mioceno y Plioceno)

Espesor. Alcanza un espesor cercano a los 6000 pies en el área del Campo A. • **Contacto.** Descansa en forma discordante sobre los depósitos de la Formación León y sobre ella reposan sedimentos del Pleistoceno. • **Litología.** Areniscas cuarzosas de grano fino a muy grueso, sub-angulares a sub-redondeadas de selección buena a moderada, con intercalaciones de limolitas color café claro a rojizo y arcillolitas grisáceas a café claro. • **Ambiente de Sedimentación.** Se interpreta como producto de la acumulación en ambientes de abanicos aluviales con un alto aporte de sedimentos y una alta tasa de subsidencia tectónica.

2.3.1.2. Formación León (Mioceno medio)

Espesor. Aproximadamente 700 pies correspondientes a esta formación. • **Contacto.** Suprayace la Formación Carbonera e infrayace discordantemente a la Formación Guayabo. • **Litología.** Sucesión compuesta principalmente de arcillolitas, grises verdosas y rojas, parcialmente limosas. Interestratificadas con limolitas rojas, grises, cafés, en ocasiones ferruginosas; y areniscas cuarzosas de grano fino a muy grueso, sub-angulares a sub-redondeadas y selección moderada a pobre. • **Ambiente de Sedimentación.** Se interpreta como depósitos acumulados en fondos controlados por ambientes marinos de plataforma interna a ambientes transicionales.

2.3.1.3 Formación Carbonera (Oligoceno)

Su espesor está alrededor de 6000 pies. Reposo discordantemente el Cretácico e infrayace sedimentos de la Formación León. En la Cuenca de los Llanos y en el Piedemonte, está compuesta por una serie de alternancias de areniscas-limolitas y niveles arcillosos. Se diferencian ocho niveles estratigráficos en el área del piedemonte, que de tope a base se denominan C1 a C8; sin embargo, en el área Campo A, solo se ha considerado la presencia hasta el nivel C5; el cual suprayace la Formación Carbonera inferior. **Ambiente de sedimentación:** Interpretados como depósitos de tipo litoral y deltaicos con influencia marina y continental.

2.3.1.3.1 Miembro C1.

Corresponde a una intercalación de limolitas, arcillolitas, shales y areniscas, con algo de carbón hacia el tope. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy fino a fino, sub-angulares a sub-redondeadas, moderadamente seleccionadas. Las arcillolitas predominantemente gris claras a gris verdosas, moderadamente firmes y en bloques. Los shales comúnmente se presentan en la base de la sección, estos son grises ocasionalmente café oscuros; algo microcarbonáceos, fisiles a sub-físiles y moderadamente firmes. Hay presencia de siderita. Esta unidad corresponde a un ambiente de depositación marino somero.

2.3.1.3.2 Miembro C2.

Presenta un espesor promedio de 200 pies, compuesto por arcillolitas en el tope y limolitas y areniscas hacia la base. Las arcillolitas son grises, sub-físiles a físiles, moderadamente firmes siendo algunas de ellas carbonosas. Las limolitas son predominantemente café rojizas. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, sub-angulares a sub-redondeadas, moderadas a bien seleccionadas. Abundante siderita. El ambiente de esta unidad se interpreta como marino somero (ROJAS Y BALLESTEROS, 1997).

2.3.1.3.3 Miembro C3.

Está caracterizado por cuerpos de areniscas interestratificadas con arcillolitas y limolitas que en conjunto suman un poco más de 300 pies de espesor. Las areniscas son cuarzosas,

tienen tamaño de grano fino a medio, angulares a subredondeadas, bien seleccionadas. Las arcillolitas y limolitas son grises y café oscuro, carbonosos, subfísiles y moderadamente firmes. Capas de carbón son abundantes en la parte media de la unidad. También hay presencia de siderita. El ambiente para esta unidad puede corresponder a depósitos fluviales.

2.3.1.3.4 Miembro C4.

Secuencia predominantemente arcillosa, con algunas intercalaciones menores de limolitas. Las arcillolitas son varicoloreadas, moderadamente firmes a blandas. Menores intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino. Estas últimas ocasionalmente pueden tener desarrollos importantes. Se interpretan como el resultado de depósitos de planicie de inundación y lagunares, cortados ocasionalmente por canales fluviales.

2.3.1.3.5 Miembro C5.

Compuesto por areniscas cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangulares a subredondeadas; algunas veces angulares, moderadamente seleccionadas. Con intercalaciones de limolitas y arcillolitas. El espesor promedio es de 300 pies. Estas arenas se depositaron en un ambiente fluvial de canales meandriformes de baja sinuosidad que corrían en una dirección SE-NW sobre una planicie aluvial.

2.3.1.3.6 Carbonera inferior (M1 – M2)

Consiste de dos cuerpos de areniscas separados por un shale continuo (Shale Guafita). La arenisca superior es friable, moderada a bien seleccionada de grano fino a medio y matriz argilácea. La arenisca inferior es cuarzosa, de grano grueso a muy grueso en el tope y fino a medio en la base, subangular a subredondeada y moderadamente seleccionada. El Shale Guafita algunas veces contiene carbón en su base. Los depósitos arenosos corresponden a ambiente deltaico y continental que acumulan un porcentaje considerable de las reservas petrolíferas de la Cuenca de Los Llanos.

2.3.1.4 Formación K1 (CRET) (Campaniano - Maastrichtiano)

- **Espesor.** Varía de 150 a 600 pies. En el área del Campo A dicha formación alcanza un espesor de 670 pies.
- **Contacto.** El contacto inferior es normal con las rocas de la formación Gacheta. El contacto superior se considera discordante con las rocas del Terciario, aunque no se tiene información de afloramientos para confirmarlo.
- **Litología.** Consiste de areniscas con intercalaciones de shales y calizas. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso y muy grueso, sub-angulares a sub-redondeadas, moderadas a bien seleccionadas, localmente glauconíticas. Los shales son grises, subfísiles a físiles y moderadamente firmes. Las calizas se presentan en la parte baja de la unidad, con algunas trazas de arenitas-calcáreas.
- **Edad y Correlación.** Se le asigna una edad Campaniano a Maastrichtiano, representando una regresión marina. Con base en algunas correlaciones realizadas, el intervalo superior de K1 es equivalente a la parte basal de la Formación Guadalupe, el restante de K1 como Formación Gacheta y K2 principalmente como

Areniscas Inferiores. • **Ambiente de Sedimentación.** Ambientes de depósito de tipo marino somero a transicional como respuesta del evento regresivo.

2.3.1.5 Formación K2 (Turoniano – Campaniano)

Espesor. Los pozos perforados en el área reportan un espesor aproximado de 750 para la sección arenosa y calcárea del K2. • **Contacto.** Se presenta en contacto normal con las rocas infrayacentes de la Formación Arenitas Inferiores y normal con las rocas de Formación Guadalupe que la suprayacen. • **Litología.** Compuesta principalmente por areniscas masivas con pocas intercalaciones delgadas de calizas y shales. La arenisca más superior es cuarzosa, de grano medio a muy grueso, en ocasiones conglomerática, sub-angular y en menor proporción sub-redondeado, con moderada a pobre selección. El resto de las areniscas son de características similares, aunque de selección moderada a buena y tamaño de grano medio a grueso. Las calizas son grises a crema, blandas a moderadamente firmes. Los shales son grises y café, localmente limosos, subfísiles y moderadamente firmes. Las calizas aumentan su proporción hacia el Este. • **Ambiente de Sedimentación.** Marino, interpretados como depósitos de playa y plataforma somera.

2.3.1.6 Formación K3 (Albiano - Cenomaniano)

Espesor. Varía de 300 a 600 pies, en el área norte de la cuenca de Llanos. En el área de Campo A dicha formación alcanza un espesor de 600 pies, según los datos colectados por Occidental de Colombia durante sus campañas exploratorias. • **Contacto.** El contacto inferior es discordante con rocas de edad Paleozóico y el contacto superior es normal con

las rocas de la Formación Gacheta que los suprayacen. • **Litología.** Constituida por un cuerpo macizo de arenisca, con intercalaciones menores de calizas y shales. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso, en ocasiones muy grueso, sub-angular a sub-redondeado y de moderada a buena selección. Las calizas son blancas a grises, blandas a moderadamente firmes con algunas trazas de areniscas calcáreas. Los shales son grises, localmente limosos y bituminosos, sub-físiles a físiles y moderadamente firmes. •

Ambiente de Sedimentación. Correspondiente a un ambiente fluvial de alta energía.

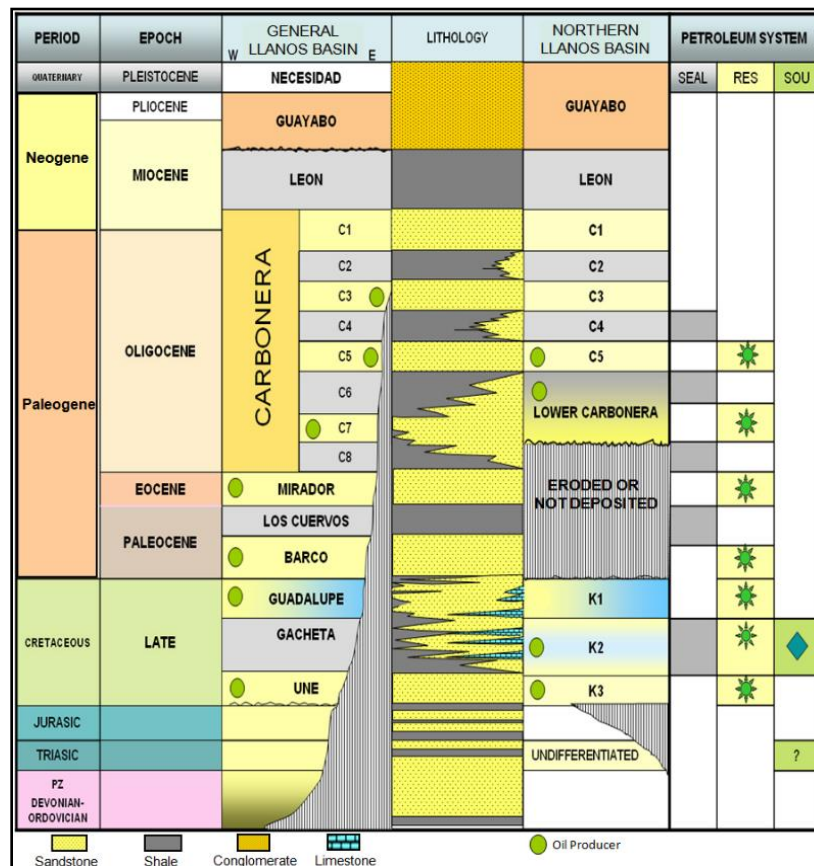
2.3.2 Modelo estructural

La estructura general de la cuenca de los llanos orientales se traduce en un monoclinial que corresponde a diferentes periodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario tardío con basculamientos progresivos. Las diferentes estructuras y campos existentes corresponden a monoclinales o anticlinales fallados que se presentan desde el Piedemonte Llanero hasta el Escudo de la Guayana. El área del contrato Cravo Norte se localiza en el sector más nororiental del país en la cuenca de los llanos orientales.

La estructura predominante en el área aparenta ser un monoclinial orientado regionalmente en una dirección N50°E. La interpretación sísmica del bloque muestra un sistema de fallas con rumbo N55°E que constituyen la familia principal en el área. Todas son fallas normales de alto ángulo y son la tendencia principal de deformación continua en el bloque, las cuales son coincidentes con el rumbo preferencial de falla interpretadas en el campo vecino. Esta familia de fallas controla la distribución de los reservorios en el área y explica la posible

separación estructural entre los mismos donde pueden constituirse diferentes comportamientos para la acumulación de hidrocarburos.

Figura 10. Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales



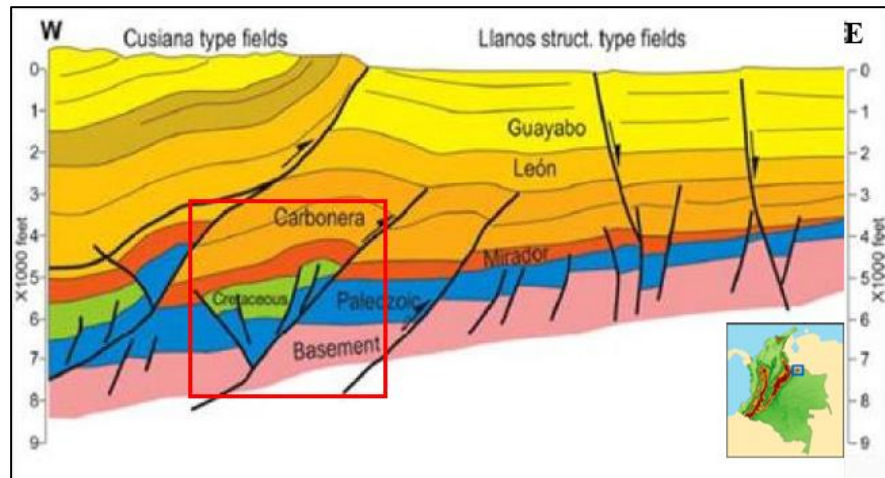
Fuente: Informe final llanos, ANTI

2.3.3 Geología del petróleo

Como se mencionó anteriormente la unidad Areniscas Basales de la Formación Carbonera junto a los depósitos de estuarios en la formación Cretáceos constituyen los reservorios productores en el área. Está compuesta por cuarzo-arenitas, arenitas subarcósicas, gris

claras, de grano fino a grueso, con porosidades que varían entre 10% y 28% y permeabilidades del orden de 0.05 y 3 Darcys.

Figura 11. Corte estructural cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: Gómez y otros, 2009

2.3.3.1 Roca generadora

La principal roca generadora en esta área y en general de la cuenca de los llanos orientales, son las lutitas marino-continentales de la Formación Gacheta, localizadas por debajo del flanco oriental de la cordillera oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros.

2.3.3.2 Migración

Actualmente se reconocen dos pulsos de migración: Eoceno tardío-Oligoceno (Orogenia Pre-andina): La Cuenca Llanos estaba conectada con el sistema de carga de la Cuenca del

Río Magdalena, se cree que al ser destruidas la mayoría de las trampas muchos de los hidrocarburos migraron a las trampas donde se encuentran en la actualidad.

Mioceno tardío hasta la actualidad (Orogenia Andina): Fue influenciado por el levantamiento de la Cordillera Oriental. Las rocas madres tienen kerógeno tipo III.

2.3.3.3 Roca reservorio

Las unidades M1 y M2 de la Formación Carbonera del Oligoceno y las arenas de la Formación Gacheta del Cretáceo Tardío conforman los principales reservorios del campo. Para la formación Carbonera Inferior, los valores de porosidad promedio son entre el 13% y el 23%, los valores de saturación inicial de aceite corresponden entre el 44% y 55% y el espesor de la Arena entre 13 ft y 20 ft. De igual forma los valores correspondientes para la formación Cretáceo Tardío son en porosidad del 19% al 23%, de saturación de aceite inicial alrededor del 55% y de espesor de arena neta de 34 ft en promedio.

2.3.3.4 Roca sello

Para la formación carbonera el sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, de igual forma se encuentra la secuencia del Shale del Guafita el cual subdivide las unidades de la formación Carbonera en M1 y M2 presente en todo el anticlinal; además de las lutitas cretácicas de las formaciones Gacheta y Guadalupe que actúan como sellos intraformacionales¹¹, lo cual permite que actúen como 3 reservorios independientes.

2.4 Descripción del yacimiento

Los reservorios productores del campo A están clasificados como yacimientos Subsaturados, cuya presión inicial para el M1 es de 3237 psi @ 7725 ft, para el M2 es de 3466 psi @ 7920 ft y para el K2 es de 3696 psi @ 8430 ft superior a la presión de burbujeo establecida para el crudo producido. El yacimiento se encuentra en una fase de producción primaria cuyo principal mecanismo de producción es el empuje de un acuífero en fondo. Como se mencionó anteriormente el campo A produce de la parte inferior de la formación Carbonera, más específicamente de la unidad Areniscas Basales (M1/M2) y la formación Cretáceo.

2.5 Características de producción

En el campo petrolero A los pozos son clasificados según el tipo como vertical o desviado. El completamiento típico de pozos verticales y desviados comprende una ventana en el intervalo de interés o se cañonea de acuerdo a las propiedades del yacimiento y la cercanía del WOC.

El desarrollo de producción del contrato Cravo Norte campo se ha llevado a cabo por los métodos de levantamiento artificial de Bombeo Electro Sumergible (BES o ESP) y Bombeo Mecánico (BM o BP). En el campo petrolero A se ha llevado a cabo específicamente por el método de levantamiento artificial de Bombeo Electro Sumergible.

3. METODOLOGÍA

En este capítulo se plasma el proceso realizado durante el proyecto, que consistió en el entendimiento de las interferencias existentes en el campo petrolero de estudio y las recomendaciones en el futuro desarrollo; el cual se desarrolló primordialmente en 3 momentos. El primero consistió en la escogencia de las metodologías a implementar y el posterior desarrollo de la herramienta en los programas Excel, Spotfire y DSS. El segundo momento, partió de la aplicación desde el punto de vista de yacimientos con el seguimiento de los comportamientos de producción e identificación de las interferencias existentes, junto a la corroboración de las mismas yuxtapuestas en el soporte geológico para cada una. El tercer momento tuvo como enfoque la ratificación de las volumetrías o volúmenes de aceite correspondiente a cada pozo, la plasmación del área de drenaje preferencial para respectivos pozos y los futuros trabajos identificados a desarrollar.

3.1 Escogencia de las metodologías y desarrollo de la herramienta

Se partió por obtener un entendimiento general y detallado del campo en su sistema de producción, los reservorios productores pertenecientes al mismo, el comportamiento de la presión, la continuidad de los paquetes de arena, las propiedades petrofísicas, su comportamiento de producción, entre otros; con el objetivo de seleccionar diferentes metodologías que permitiesen tener puntos de comparación enfocados en aumentar la confiabilidad en los procesos a desarrollar, disminuir el margen de error, y que ante todo

se acomodaran a las condiciones de yacimiento existentes con base en las debidas suposiciones o consideraciones extras a realizar.

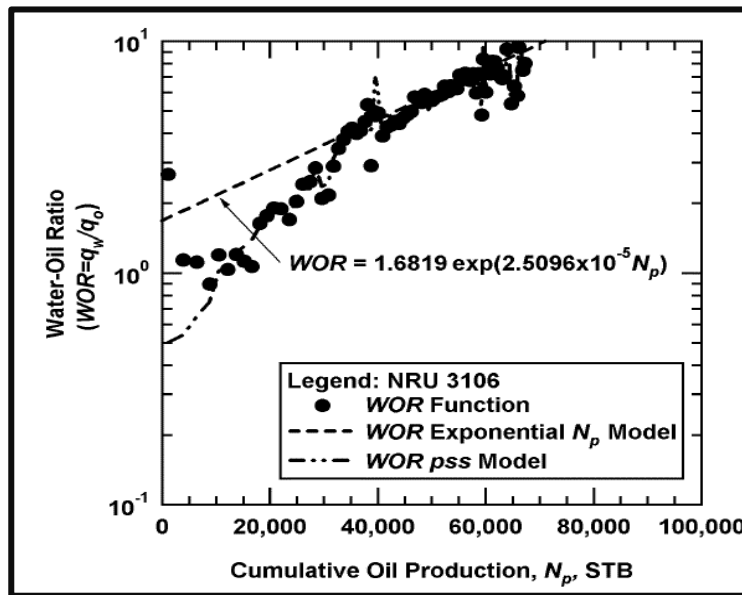
Para ello el enfoque primordial fue la escogencia de metodologías que actuaran de manera de diagnóstico (es decir, que permitieran conocer o identificar si un pozo ha sido interferido, o existe un comportamiento anómalo en su producción), que facilitaran analizar el comportamiento y afectación de la producción debido a las interferencias; y permitieran bajo la predictibilidad en patrones de comportamiento la generación de un perfil de producción de aceite para los pozos junto al EUR o el estimativo del posible volumen de aceite total a producir para cada pozo.

Teniendo ello claro las metodologías escogidas se encuentran basadas en Blasingame and Lee, Arps y Material Balance Time (N_p , Q_o), las cuales corresponden a las siguientes:

- Log(WOR) Vs N_p
- Log(FW) Vs N_p
- $\text{Log}(Q_o)$ Vs t
- $1/Q_o$ Vs MBTo
- F_o Vs N_p
- $1/F_w$ Vs N_p
- DCA mejorado
- Arps (DSS)

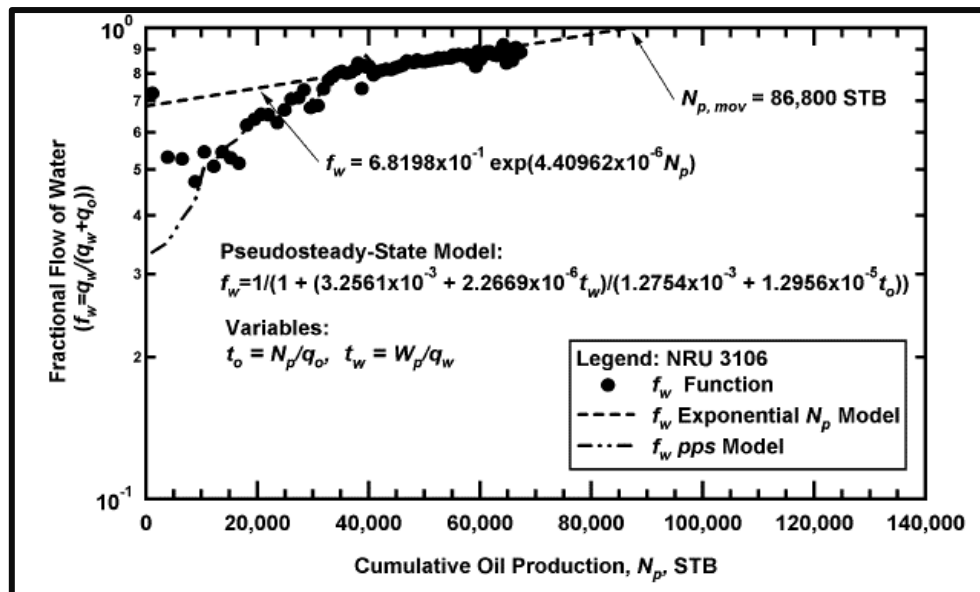
Los primeros seis métodos (anteriormente nombrados) poseen la facilidad de generar predicciones en el comportamiento de producción futuro de un pozo (o la combinación de ellos); partiendo bajo la analogía de la línea recta o “Straight Line”, los cuales permiten realizar pronósticos de producción a caudal cambiante junto a la factibilidad de poder ser empleados en un sistema de empuje de agua; basados en las referencias: Lance O. Masoner, J.M. Navarro y V.V. Bondar primordialmente. En las figuras 12-17 se puede observar dichas gráficas.

Figura 12. Gráfica Log (WOR) Vs N_p.



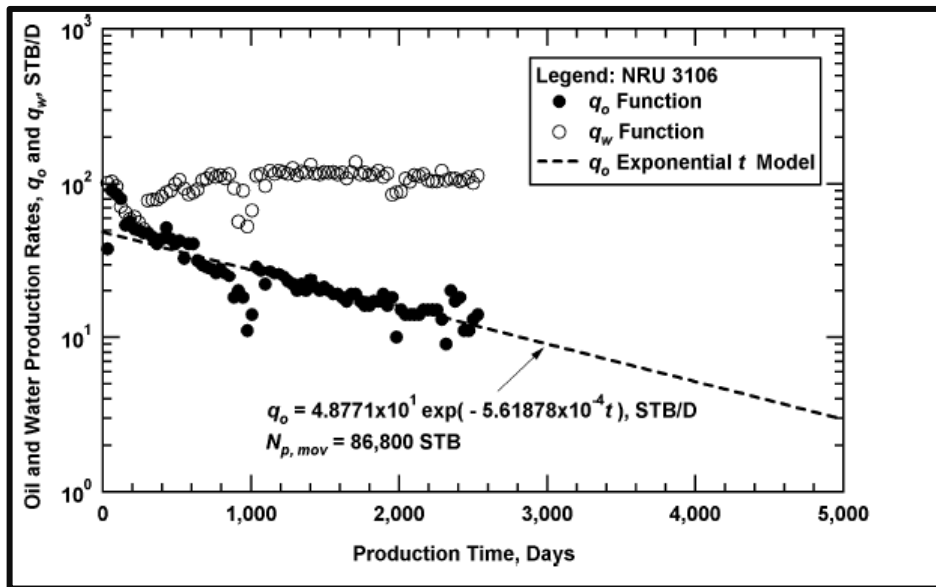
Fuente: V.V. Bondar. Analysis and Interpretation of WOR Performance. Fig 15

Figura 13. Gráfica Log (FW) Vs N_p.



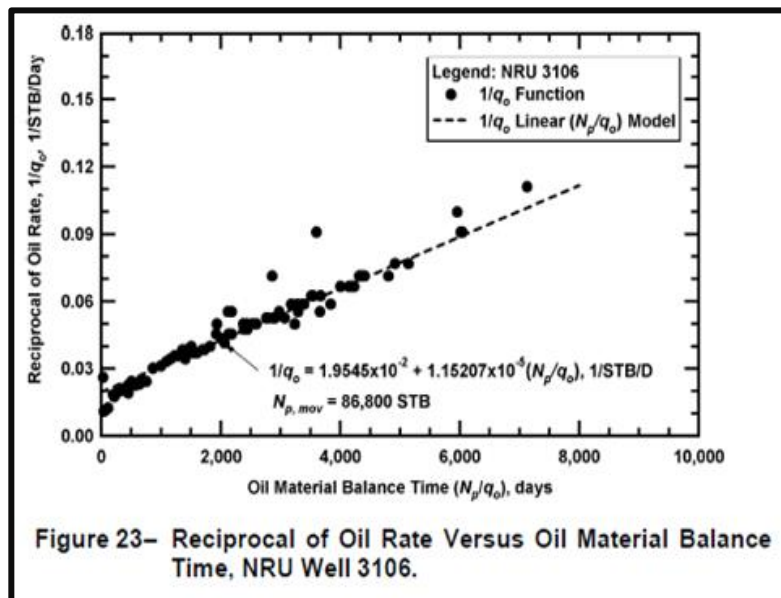
Fuente: V.V. Bondar. Analysis and Interpretation of WOR Performance. Fig 17

Figura 14. Gráfica Log (Qo) Vs t.



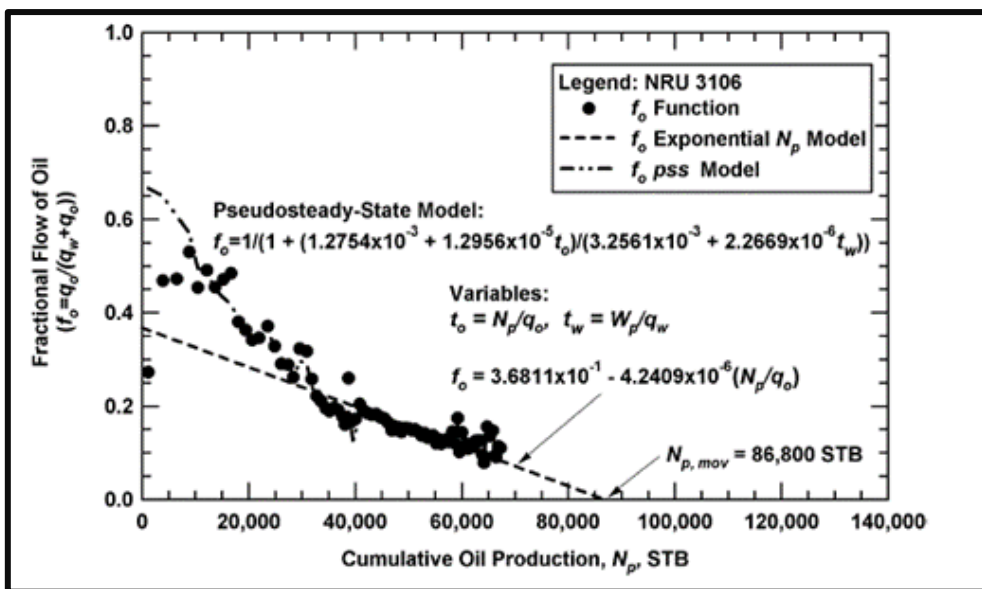
Fuente: V.V. Bondar. Analysis and Interpretation of WOR Performance. Fig 11

Figura 15. Gráfica 1/Qo Vs MBTo.



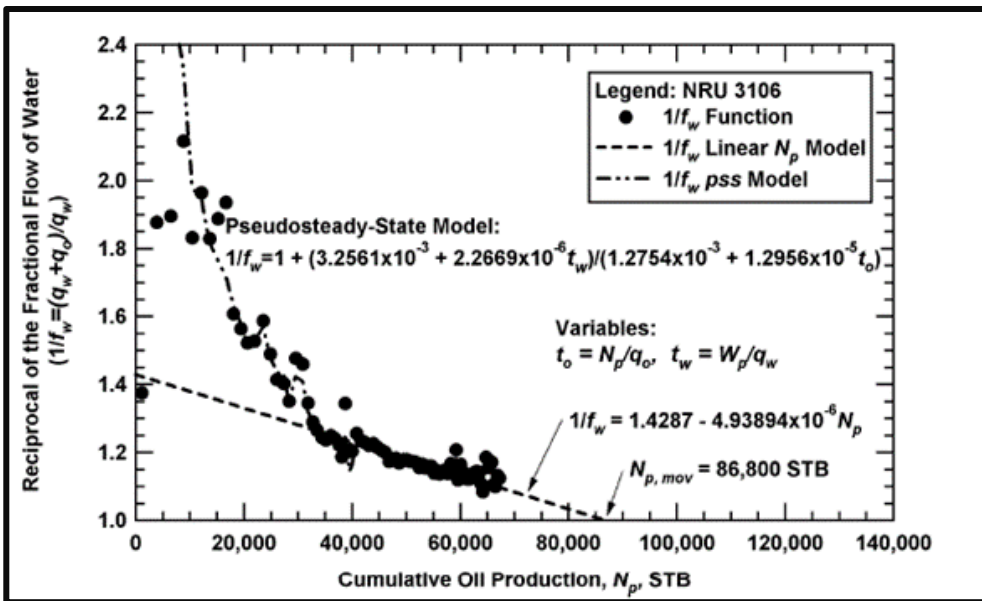
Fuente: V.V. Bondar. Analysis and Interpretation of WOR Performance. Fig 23

Figura 16. Gráfica Fo Vs Np.



Fuente: V.V. Bondar. Analysis and Interpretation of WOR Performance. Fig 19

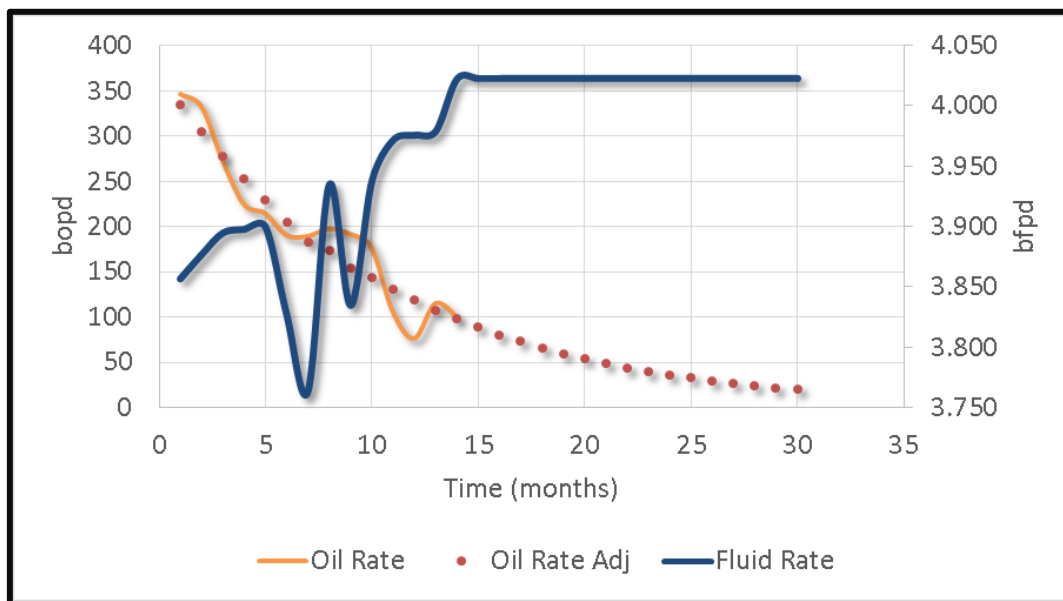
Figura 17. Gráfica 1/Fw Vs Np.



Fuente: V.V. Bondar. Analysis and Interpretation of WOR Performance. Fig 21

El DCA Mejorado, el cual es una metodología desarrollada por Grajales y Salazar; cuyo principio de declinación parte de tener intrínsecamente en cuenta el comportamiento de producción del aceite y la del fluido en general, permite generar una declinación en el perfil de producción de los pozos a una condición de caudal de fluido total constante y/o variable y calcular el estimativo de aceite total a producir por el pozo. En la figura 18 se puede observar la metodología escogida.

Figura 18. DCA Mejorado.



Fuente: Empresa, modificado por el autor

3.1.1 Desarrollo de la herramienta

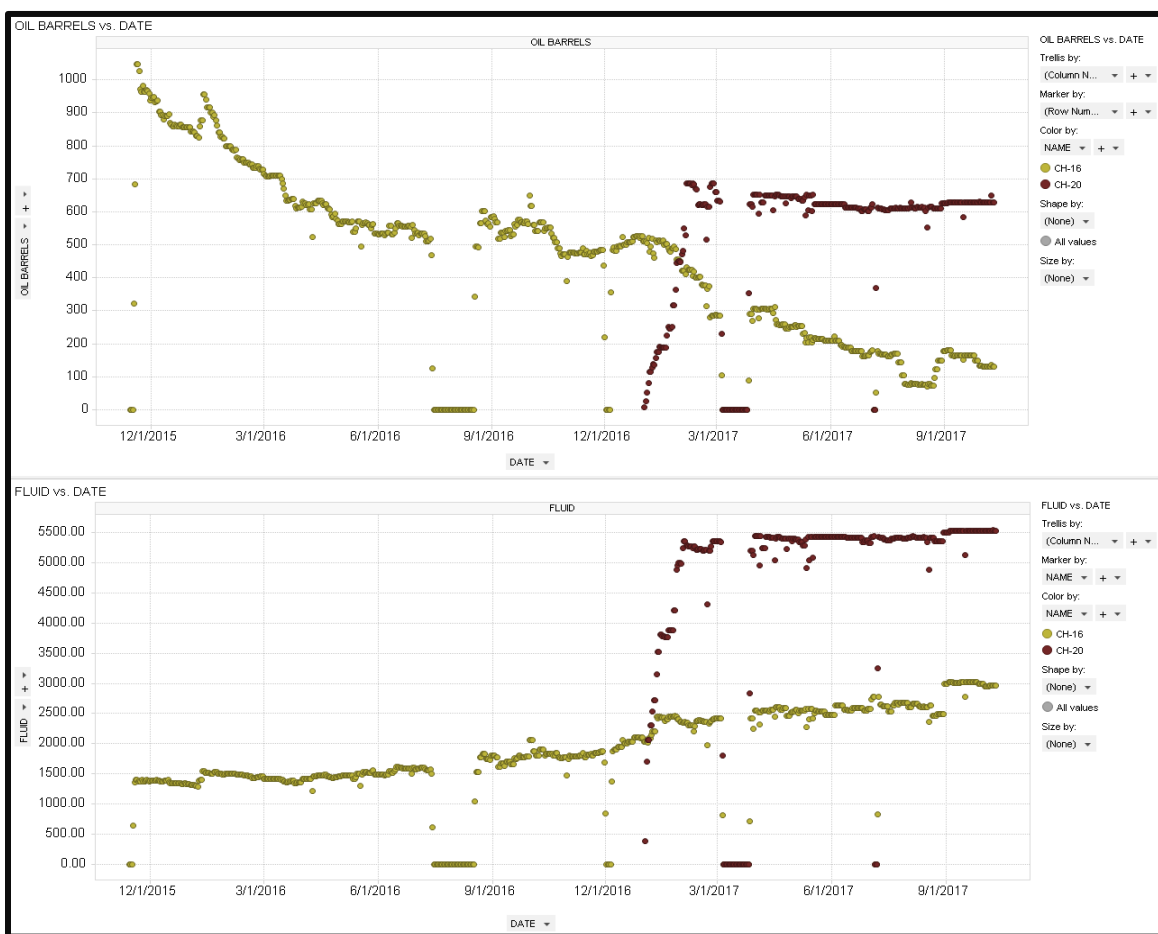
Teniendo claros los objetivos a alcanzar y los fundamentos de las herramientas a desarrollar a la hora de la interpretación e identificación de las interferencias existentes y la predicción en los pronósticos de producción para los pozos existentes, se procedió con la creación de

las mismas en los programas de Excel, Spotfire y DSS; los cuales se encuentran entrelazados a Oracle, una nube virtual con la base de datos de los pozos, lo que permite tener a la mano toda la información de los mismos sin ralentizar las herramientas.

La herramienta en Excel se llevó a cabo con programación básica del mismo programa en las correspondientes celdas y el pertinente lenguaje “Visual Basic”, junto con la ayuda de las Tablas Dinámicas. Para los casos de Spotfire y DSS, el desarrollo de las herramientas se llevó a cabo con sus respectivos lenguajes de programación y creación de gráficos. El trabajo en conjunto de las herramientas facilita la identificación de las interferencias; puesto que de manera inicial Spotfire permite una visualización muy amigable de las variables a observar y analizar respecto a su ubicación en espacio y tiempo, lo que facilita la identificación de las interferencias y/o algún cambio anómalo en el comportamiento de producción de los pozos tanto en las metodologías seleccionadas como en sus variables simples operacionales (Frecuencia, presión de fondo fluyendo, BSW, caudal de aceite, caudal de agua, producción de arena) al igual que permite observar el comportamiento de varios pozos y varias variables de manera simultánea. Ya habiendo detectado las interferencias o afectaciones generadas en los pozos iniciales, por medio del programa desarrollado en Excel para todas las metodologías se facilita calcular la afectación generada en aquellos pozos referente al EUR o el volumen de hidrocarburos a producir en el pozo inicial antes y después de la interferencia detectada, junto al perfil de producción de los mismos a tiempo futuro al combinar la metodología DCA mejorada, los cuales permitirán la clasificación de las interferencias y los respectivos perfiles de producción para las evaluaciones económicas a realizar. Todo ello contrastado con los métodos de declinación

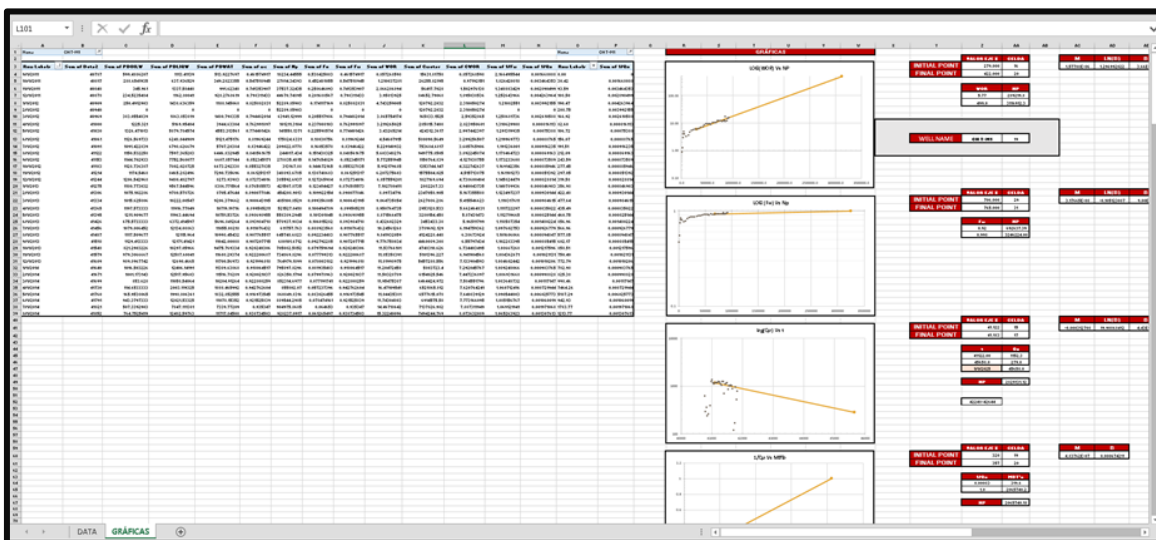
de Arps por medio del Software DSS y la visualización puntualizada multivariable de varios pozos de manera simultánea en el mismo Software. La visualización primaria de los programas se observa de manera general en las figuras 19-21. (Ver Anexo 1, para mayor profundidad en las herramientas).

Figura 19. Visualización generalizada Herramienta Spotfire.



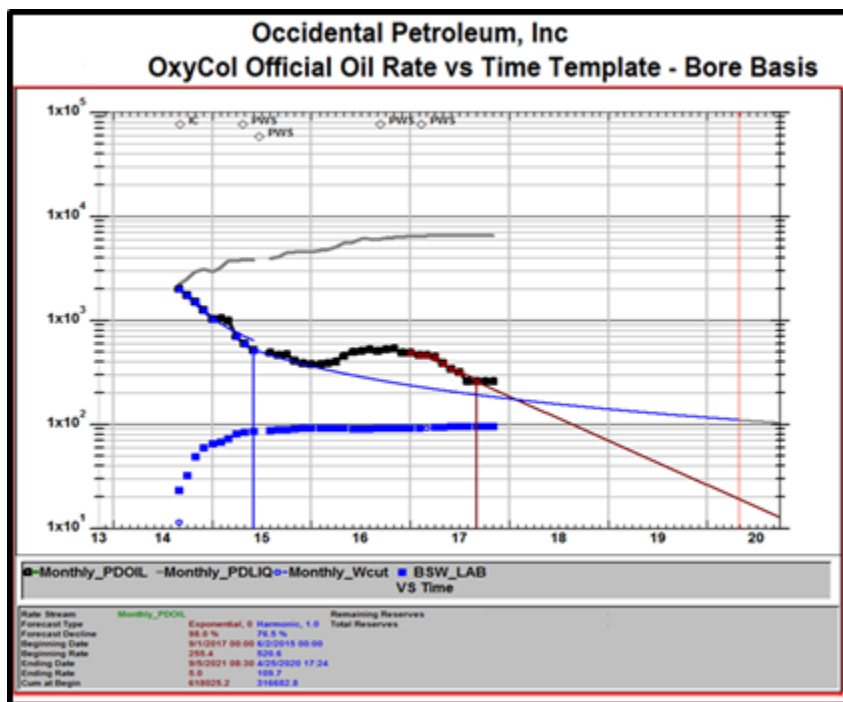
Fuente: Autor proyecto, herramienta Tibco Spotfire.

Figura 20. Visualización generalizada Herramienta Excel



Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel.

Figura 21. Visualización generalizada Herramienta DSS



Fuente: Autor proyecto, herramienta DSS.

3.2 Identificación de interferencias y soporte geológico

Se evaluó de manera conjunta datos de producción y productividad con datos petrofísicos y de yacimientos de cada pozo, con el fin de localizar las zonas en las que se pudiera apreciar un cambio en el comportamiento de producción de los pozos iniciales al entrar un pozo nuevo, y establecer posible afectación de interferencias. Esta evaluación se llevó a cabo mediante las herramientas nombradas con anterioridad, las cuales están diseñadas, para llevar un método eficiente de análisis de información de producción y yacimiento.

Dicha evaluación fue desarrollada en dos partes, la primera, un análisis desde el punto de vista de yacimientos para la identificación de las interferencias, y la segunda consistió en la ratificación de las mismas por medio de un análisis de datos geológicos y petrofísicos, con la cual se buscaba identificar que efectivamente perteneciesen al mismo paquete de arena, o existiese comunicación alguna entre ellos.

3.2.1 Análisis desde el punto de vista de yacimientos

Para la primera parte se realizó un análisis mediante las herramientas gráficas de SPOTFIRE y DSS, con las cuales se ejecutó el seguimiento a diferentes variables operativas de los pozos y que al posibilitar ser correlacionadas simultáneamente otorgan un indicativo de su comportamiento en temas de producción y presión, bajo determinadas condiciones. Este seguimiento se realizó a todos los pozos del campo (26 en total), tomando como punto de partida su fecha de entrada en producción (es decir, organizacional en orden creciente) y observando de manera general, alguna afectación generada en los pozos iniciales por la entrada de los nuevos en cualquiera de los 3 reservorios principales (en todo

el campo de manera general). Posteriormente se procedió a realizar un análisis más detallado con las metodologías escogidas pero de manera independiente para cada reservorio (M1, M2-M3, K2), considerando la regionalidad y efectividad de las rocas sellos existentes entre los mismos, es decir, la independencia total de los reservorios tanto en acumulación de hidrocarburos como en soporte de presión. Ahora bien, el seguimiento general se realizó según la Tabla 1 (Clasificación total de los pozos según fechas de entrada en producción); y de manera secundaria subclasificados respecto al reservorio productor perteneciente al pozo como se observa en las Tablas 2-4. Dichos procedimientos se observan en las figuras 22-23.

Tabla 1. Clasificación total de los pozos según fechas de entrada en producción

<i>Fecha</i>	<i>Pozo</i>	<i>Fecha</i>	<i>Pozo</i>
Nov-11	A-01	Apr-15	A-18
Jul-14	A-03	May-15	A-08
Aug-14	A-04	Nov-15	A-16
Sep-14	A-06	Dec-16	A-19
Sep-14	A-11	Jan-17	A-20
Nov-14	A-07	Feb-17	A-21ST
Nov-14	A-05	Mar-17	A-24
Dec-14	A-10	Jul-17	A-22
Jan-15	A-14	Aug-17	A-23
Feb-15	A-09	Aug-17	A-25
Feb-15	A-12	Sep-17	A-26
Mar-15	A-15	Nov-17	A-27
Apr-15	A-17		

Tabla 2. Subclasificación de los pozos según fechas de entrada en producción, M1

<i>Fecha</i>	<i>Pozo</i>	<i>Arena</i>	<i>Unidad</i>
Nov-11	A-01	M1	M1A
Sep-14	A-06	M1	M1A
Dec-14	A-10	M1	M1A
Mar-15	A-15	M1	M1A
Nov-17	A-27	M1	M1A

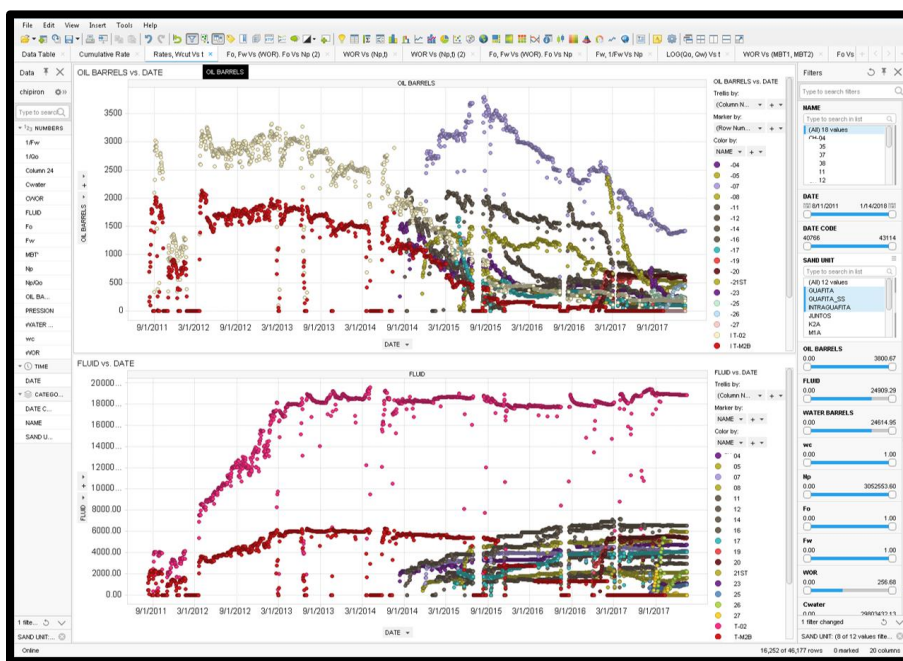
Tabla 3. Subclasificación de los pozos según fechas de entrada en producción, M2

<i>Fecha</i>	<i>Pozo</i>	<i>Arena</i>	<i>Unidad</i>
Nov-11	A-01	M2-M3	M2A
Aug-14	A-04	M2-M3	M2A/M2B
Sep-14	A-11	M2-M3	M2B
Nov-14	A-07	M2-M3	INTRAGUAFITA
Nov-14	A-05	M2-M3	M2B
Jan-15	A-14	M2-M3	M2A/M2B
Feb-15	A-12	M2-M3	M2A
Apr-15	A-17	M2-M3	M3A
May-15	A-08	M2-M3	M2A
Nov-15	A-16	M2-M3	M2A
Dec-16	A-19	M2-M3	M2A
Jan-17	A-20	M2-M3	M2A
Feb-17	A-21ST	M2-M3	M2B
Aug-17	A-23	M2-M3	GUAFITA
Aug-17	A-25	M2-M3	M2A
Sep-17	A-26	M2-M3	INTRAGUAFITA

Tabla 4. Subclasificación de los pozos según fechas de entrada en producción, K2

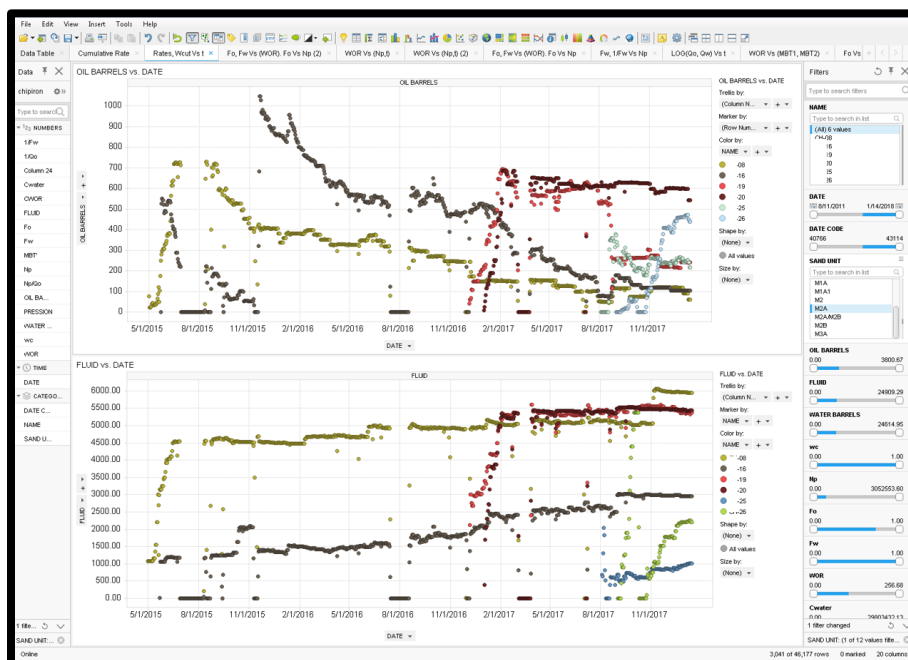
<i>Fecha</i>	<i>Pozo</i>	<i>Arena</i>	<i>Unidad</i>
Jul-14	A-03	K2	K2A
Feb-15	A-09	K2	K2A
Apr-15	A-18	K2	K2A
Mar-17	A-24	K2	K2A
Jul-17	A-22	K2	K2A

Figura 22. Visualización generalizada de todos los pozos en Spotfire



Fuente: Autor proyecto, herramienta Spotfire

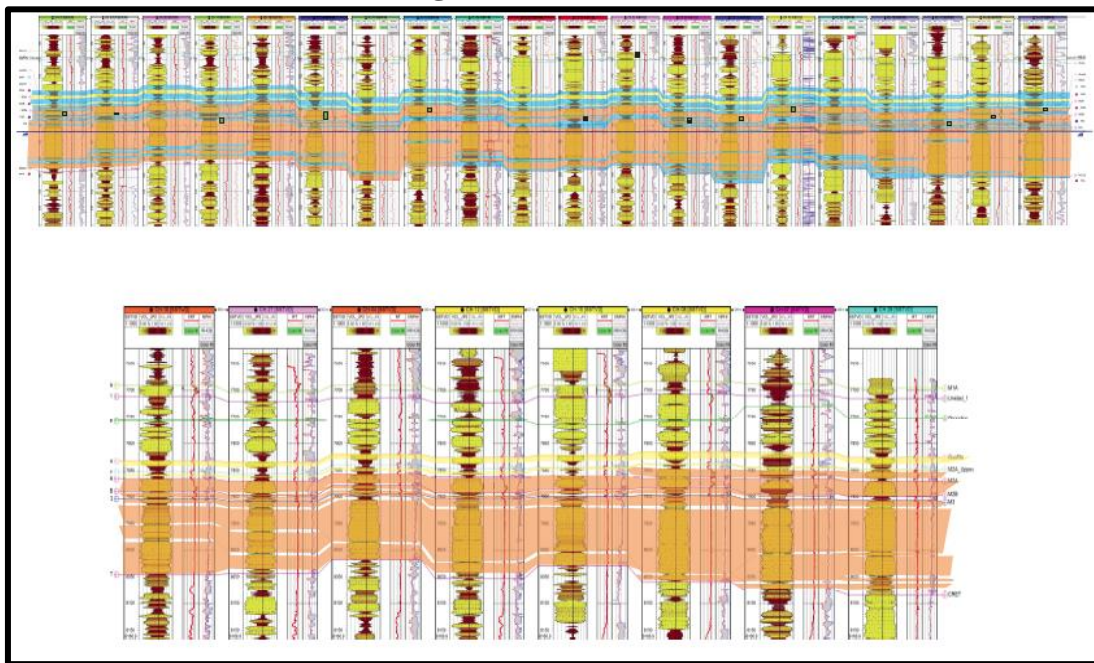
Figura 23. Visualización Spotfire, discretización unidad estratigráfica M2



Fuente: Autor proyecto, herramienta Spotfire

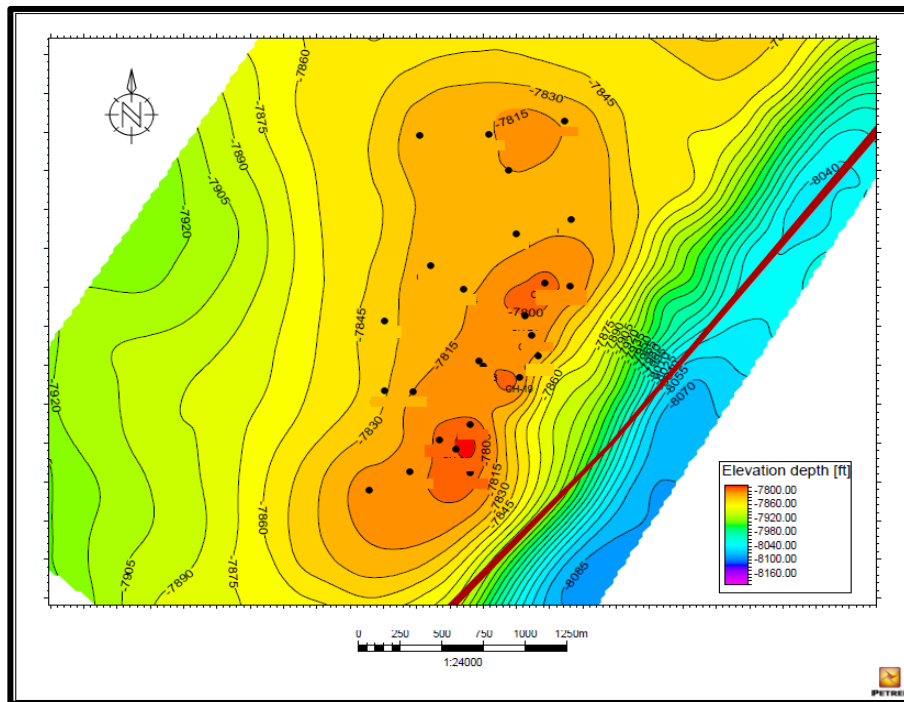
Aunque el análisis detallado se hizo de manera individual para cada reservorio, dentro de los mismos existen subdivisiones o desconexiones de rocas almacén con acumulación de hidrocarburos debido a la existencia local o puntualizada de rocas sello y/o rocas con propiedades deterioradas que generan dichas desconexiones de manera parcial. Por lo cual dentro del mismo trabajo se utilizaron algunos topes operaciones en las arenas existentes, debido a la escisión vertical y/u horizontal de las arenas productoras. Tal cual se muestra en la Figura 24, referenciada a las Cross Section realizada para el reservorio M2; correspondientes de igual forma al mapa estructural exhibido en la Figura 25.

Figura 24. Cross Section M2



Fuente: Empresa, modificado por el autor

Figura 25. Mapa estructural M2



Fuente: Empresa, modificado por el autor

El seguimiento de producción radicó en la búsqueda de un comportamiento anormal en las metodologías seleccionadas para cada pozo y analizar su relación referente a la entrada de un pozo nuevo o cambios en producción de pozos cercanos que pudiesen haber generado alguna afectación en el pozo inicial; todo ello ratificado con el monitoreo y/o visualización de distintos parámetros de producción de forma puntual para cada pozo, siendo algunos de esos parámetros el caudal de fluido, corte de agua, frecuencia de la bomba, presión en cabeza, presión en fondo, índice de productividad y producción de arena. Con una gráfica en función del tiempo de cada uno de estos parámetros, se ratificó si un pozo en cuestión, había tenido una variación injustificada en su comportamiento.

Al momento de ser puesto en producción un pozo; el volumen de fluidos a producir dependerá primordialmente del mantenimiento de la presión existente en fondo, puesto que esta refleja el aporte de fluidos que genera el yacimiento a la cara del pozo a través del nivel de líquido que genere por medio de la energía liberada por el reservorio. Por lo tanto, un decremento en la presión en fondo del pozo se verá reflejado a través de una reducción en el nivel de líquido, lo que conlleva de manera directa a una disminución del caudal de fluidos a producir.

Contrario a que se hubiese generado un cambio en las variables operacionales del pozo por parte de los Ingenieros de Producción; debido a la presencia de un acuífero activo en los tres reservorios del campo, debería existir un mantenimiento de la presión constante o con una reducción mínima para todos los pozos; con lo cual al generarse una reducción considerable en esta variable de producción se podría tener un primer indicio de la existencia de una interferencia; sin embargo para caso puntual del ejercicio desarrollado, debido a los altos valores de permeabilidad y la presencia del acuífero activo, el DrawDown o la caída de presión generada por una interferencia es muy baja y el medio presenta una alta recuperación de la presión a corto tiempo; por lo cual es de vital importancia contar con la información proporcionada por el sensor instalado en fondo para cada pozo y realizar una revisión de la variable presión en rangos de 3, 5 y 10 minutos, tiempo cercano a la entrada o comienzo en producción de un pozo nuevo; con el objetivo de tener una identificación precisa de algún fenómeno o afectación presente.

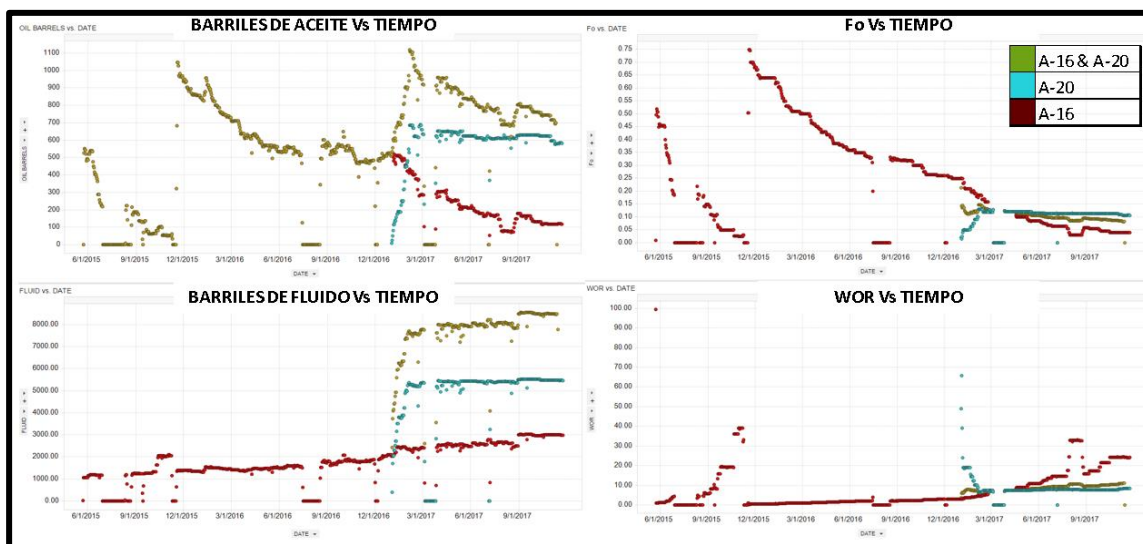
En el mismo sentido, las interferencias identificadas para este caso en particular no han sido por mantenimiento de la presión, sino contrario a ello por el volumen o la acumulación

de hidrocarburos existente en fondo, es decir el volumen de hidrocarburos contactado y producible por cada pozo. Debido a que la presión permanece de manera constante o con variaciones despreciables en fondo; el caudal a producir deberá permanecer estable considerando que no se genere ningún cambio en alguna variable operacional tal cual se nombraba con anterioridad. Por lo mismo una variable crítica a analizar es el corte de agua, y es vital analizar de manera independiente pero a la vez conjunta las variables volumen de aceite y agua producidos y BSW o corte de agua, cruzadas con la variable tiempo; y consigo de manera puntual detectar si el cambio de alguna de estas variables es debido realmente a una interferencia; o contrario a ello una afectación generada en el pozo como una conificación por un aumento fuerte en la frecuencia de la bomba o por la cercanía al contacto agua aceite, o un arenamiento existente según las propiedades de la roca contactada, entre otras.

Como resultado de lo anterior se obtuvo un grupo de pozos con características petrofísicas similares, que se habían visto afectados en su producción de alguna forma, con la entrada de algún otro pozo perforado en la misma zona. Dicho análisis preliminar, se observa en la Figura 26 para el caso del ejemplo seleccionado correspondiente a la interferencia identificada entre los pozos A-16 y A-20, pertenecientes a la unidad del M2A. Donde se puede observar que claramente con la entrada en producción del pozo A-20 se generó una disminución en el volumen de aceite producido por el pozo A-16 mientras este continúa con un caudal de fluido total casi que constante visualizable en las gráficas del lado izquierdo Barriles de aceite y fluido Vs Tiempo; de igual forma en las gráficas del lado

derecho se observa un cambio drástico en el la variable de fracción de aceite para el pozo inicial (A-16) presentado en una fuerte disminución de la misma.

Figura 26. Par de interferencia pozos A-16 & A-20



Fuente: Autor proyecto

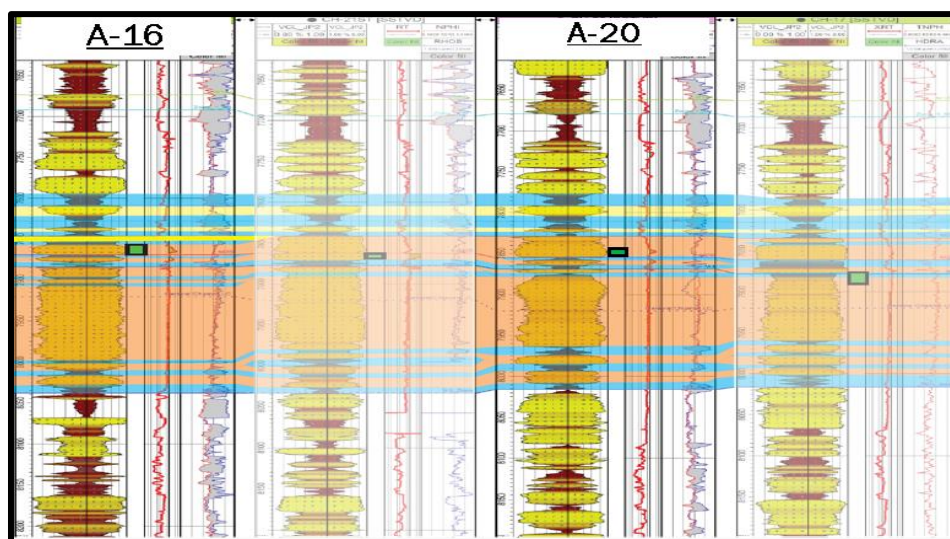
3.2.2 Soporte petrofísico y geológico

Habiendo encontrado los pares de interferencias existentes, se procedió a dar ratificación a las mismas desde el punto de vista geológico y petrofísico; es decir, observar la distancia entre los pozos en el mapa estructural correspondiente, observar la continuidad del paquete de arena y analizar las propiedades petrofísicas de las zonas cañoneadas o en cada uno de los intervalos productores, para los pozos con interferencia presente. Este análisis petrofísico se realizó con el propósito de establecer si dichos pozos se encuentran en una zona con características litológicas similares, dando cabida a la conectividad del reservorio en la zona a analizar de manera específica.

Para el caso puntual de la interferencia existente entre el pozo A-16 y A-20; el pozo A-20 se encuentra más alto estructuralmente que el pozo A-16, sin embargo estratigráficamente se encuentran casi al mismo nivel, tal cual se observa en las Figuras 27-28. Ambas zonas cañoneadas, presentan un desarrollo de arena similar, con propiedades petrofísicas semejantes y pertenecientes al mismo paquete de arena según se observa en la Cross Section. La posición estructural del pozo A-20 lo favorece en producción según el retraso de la entrada de agua a la zona cañoneada en ese paquete arena puesto que es de los más altos y se encuentra en la parte trasera de la estructura; lo cual se refleja en un menor corte de agua respecto a la producción del pozo A-16, quien se encuentra en la zona baja-media de la estructura y en la parte fronteriza a la entrada del agua.

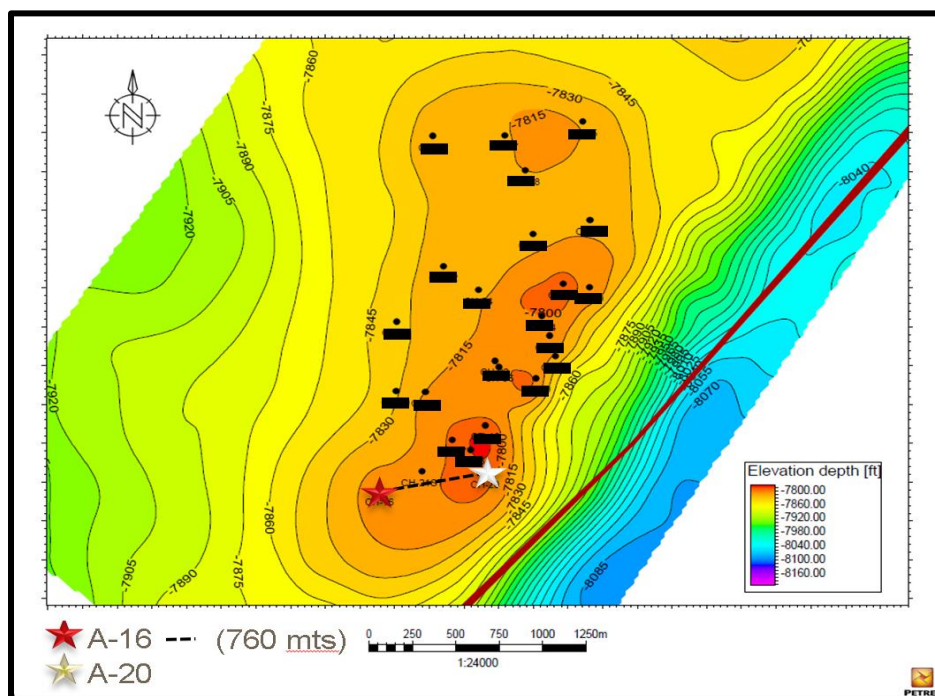
Habiendo realizado de manera similar este procedimiento para todos los pozos del campo seccionados en los tres reservorios principales; las interferencias encontradas corresponden a las enunciadas en la Tabla 5.

Figura 27. Cross Section M2, Selección pozos A-16 & A-20



Fuente: Empresa, modificado por el autor

Figura 28. Mapa estructural M2, distancia entre pozos A-16 & A-20



Fuente: Empresa, modificado por el autor

Tabla 5. Pares de interferencias identificados

<i>Reservorio Principal</i>	<i>Arena</i>	<i>Pozos Interferidos</i>
M1	M1	A-01 & A-06
M2-M3	M2B	A-14 & A-21
	M2A	A-16 & A-20
	M2B	A-11 & A-05
	M2A	A-01, A-04, A-12 & A-19
K2	K2A	A-03 & A-24
	K2A	A-18 & A-22

3.3 Volumetrías y áreas de drenaje

Habiendo identificado o encontrado los pares de interferencia existentes en el campo de estudio, se procedió a calcular para todos los pozos el EUR o el volumen de hidrocarburos a producir junto al perfil de comportamiento de producción a futuro de cada uno. La importancia en la exactitud de estos valores calculados, radica en el potencial económico a aportar a la compañía junto a una caracterización ideal en el área de drenaje preferencial de los fluidos contactados por los pozos, referente a que ambos dependen o parten de tal valor hallado, junto a la identificación de zonas con acumulación de hidrocarburos que no han de ser producidas por los pozos actuales en las respectivas arenas productoras.

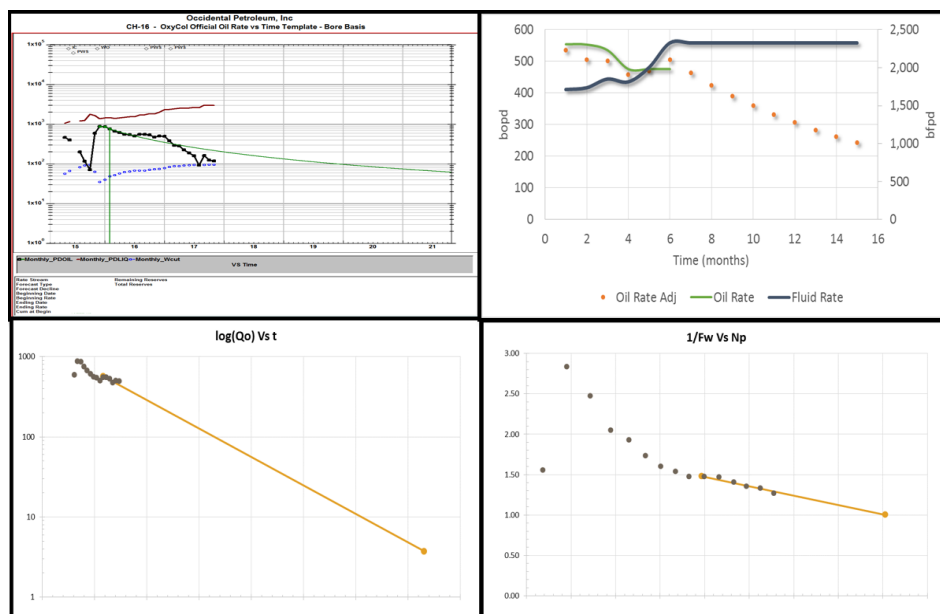
3.3.1 EUR y cuantificación de la afectación generada en los pozos iniciales

Inicialmente se partió por calcular el EUR correspondiente a todos los pozos en su arena productora actual, y partiendo de la consideración que los mismos no tendrán ninguna otra afectación a futuro; junto al EUR de arenas productoras en las que los mismos han producido con anterioridad y para el caso particular de los pozos con interferencias, se realizó de igual forma una cuantificación para el pronóstico de producción correspondiente a los pozos sin haber sido interferido; con el objetivo de cuantificar la afectación generada en los pozos iniciales.

Para los pronósticos o Forecasting realizados, se partió de la consideración de tener un historial de producción mínimo de 6 meses de los pozos, con lo cual se espera que los mismos tengan un comportamiento estable en su producción, y consigo poder realizar un pronóstico acertado para ellos; es decir que exista predictibilidad alguna referente a su comportamiento. Respecto a los pozos que han sido interferidos, se partió por realizarles dos Forecasting, uno antes y después de la interferencia existente; teniendo en cuenta de igual forma un mínimo de 6 meses de producción sin haber sido afectado; y 6 meses de producción posteriores a la interferencia reflejando el nuevo comportamiento del pozo, con el fin de cuantificar la afectación generada.

Cabe aclarar que todo ello se realizó por las 8 metodologías escogidas, en los desarrolladores anteriormente nombrados; tal cual como se observa en las figuras 29a y 29b correspondientes al pronóstico de producción antes de la interferencia del pozo A-16, las figuras 30a y 30b correspondientes al Forecasting del pozo A-16 después de la interferencia; y las figuras 31a y 31b correspondientes al pozo A-20 (quien generó la interferencia), cuyo procedimiento se encuentra presente en el Anexo 1.

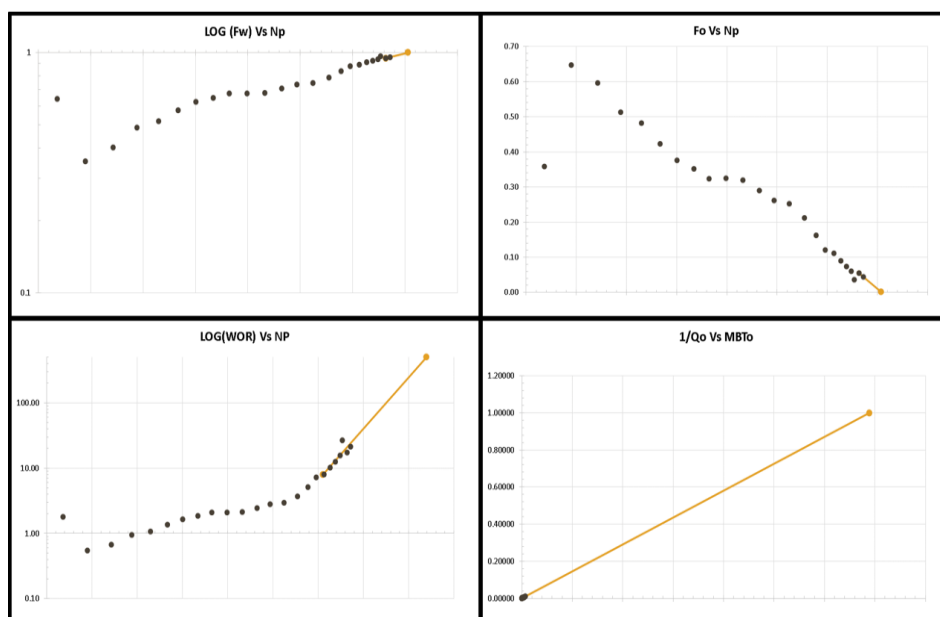
Figura 29a. POZO A-16 sin interferencia ARPS, DCA, $\log(Q_o)$ Vs t , $1/F_w$ Vs N_p



Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel y DSS

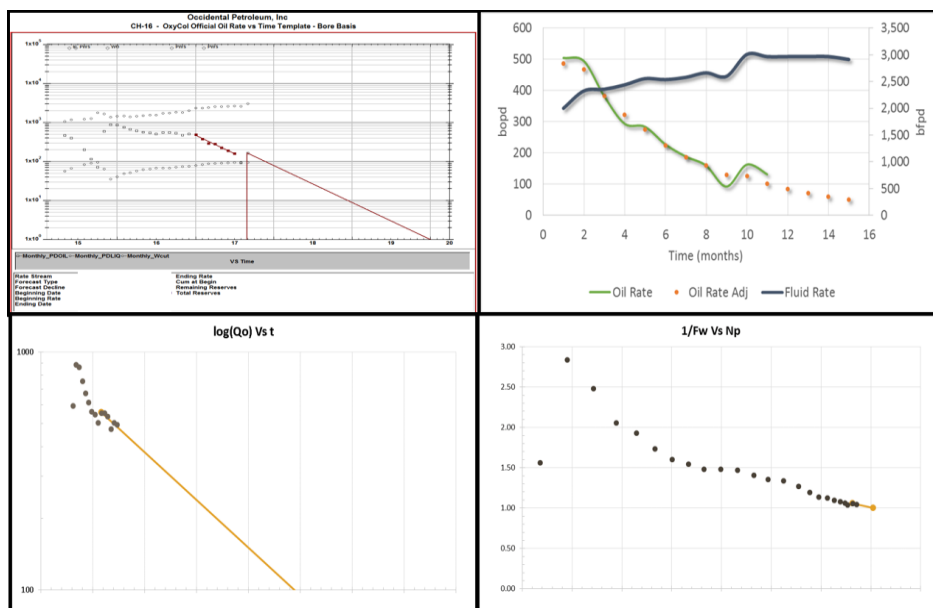
Figura 29b. POZO A-16 sin interferencia $\log(F_w)$ Vs N_p , F_o Vs N_p , $\log(WOR)$

Vs N_p , $1/Q_o$ Vs MBT_o



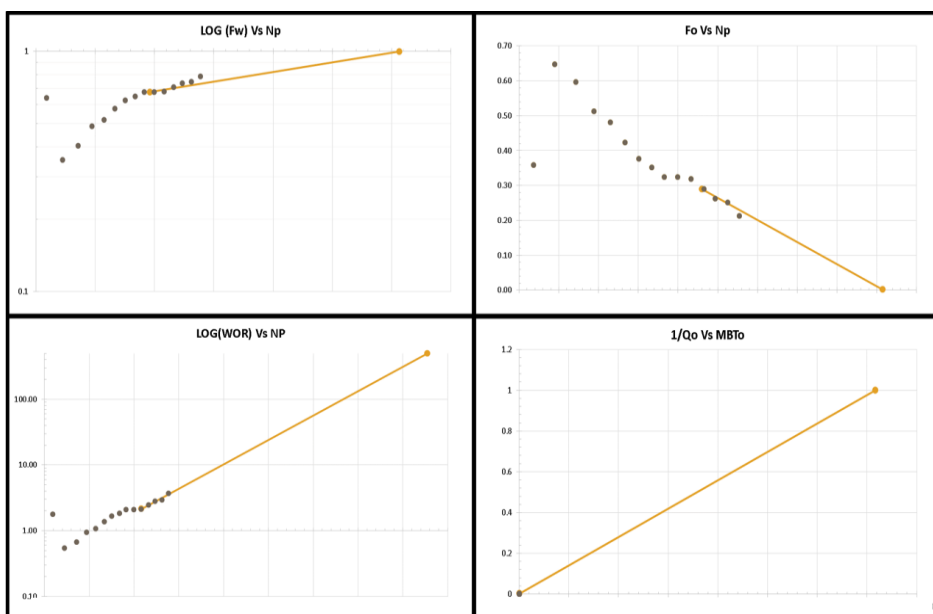
Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel y DSS

Figura 30a. POZO A-16 con interferencia ARPS, DCA, $\log(Q_o) Vs t$, $1/F_w Vs N_p$



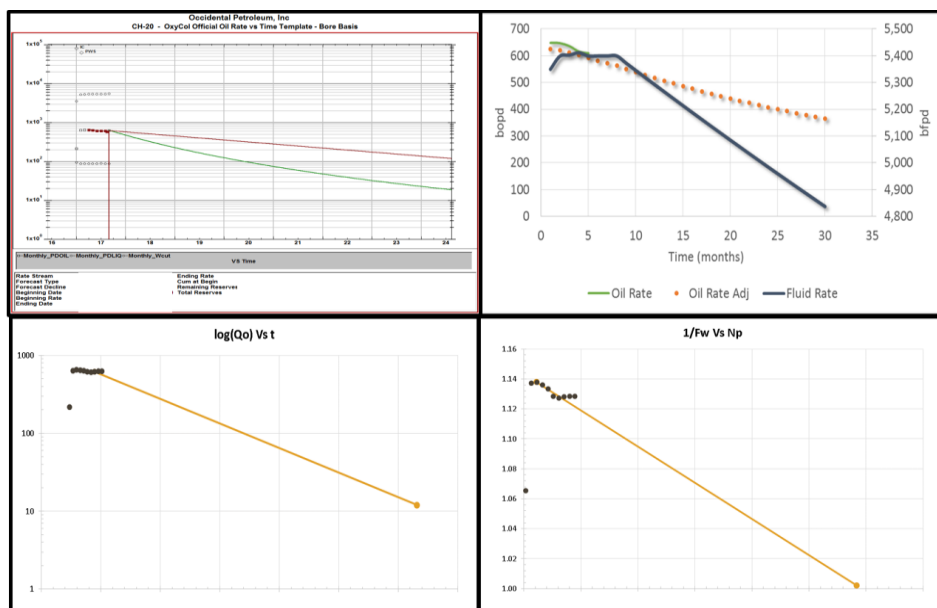
Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel y DSS

Figura 30b. POZO A-16 con interferencia $\log(F_w) Vs N_p$, $F_o Vs N_p$, $\log(WOR) Vs N_p$, $1/Q_o Vs MBT_o$



Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel y DSS

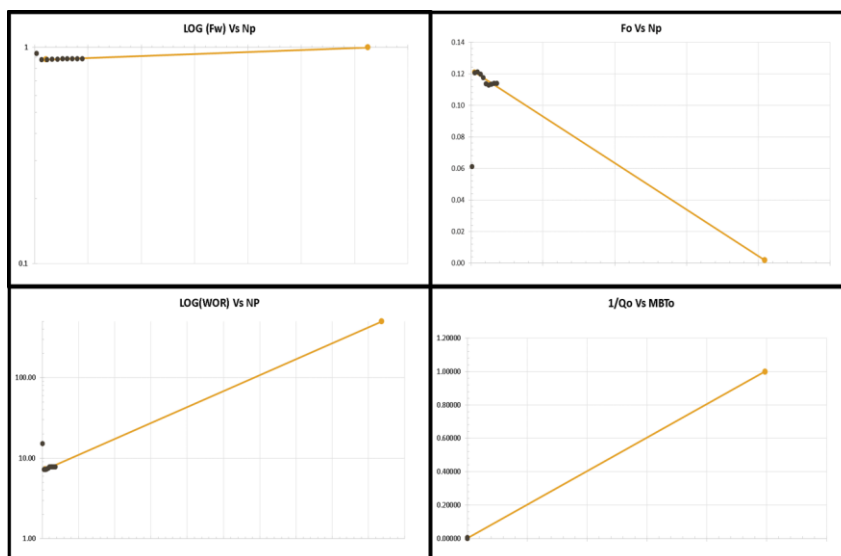
Figura 31a. POZO A-20 ARPS, DCA, $\text{Log}(Q_o)$ Vs t , $1/F_w$ Vs N_p



Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel y DSS

Figura 31b. POZO A-20 $\text{Log}(F_w)$ Vs N_p , F_o Vs N_p , $\text{Log}(WOR)$ Vs N_p ,

$1/Q_o$ Vs MBT_o

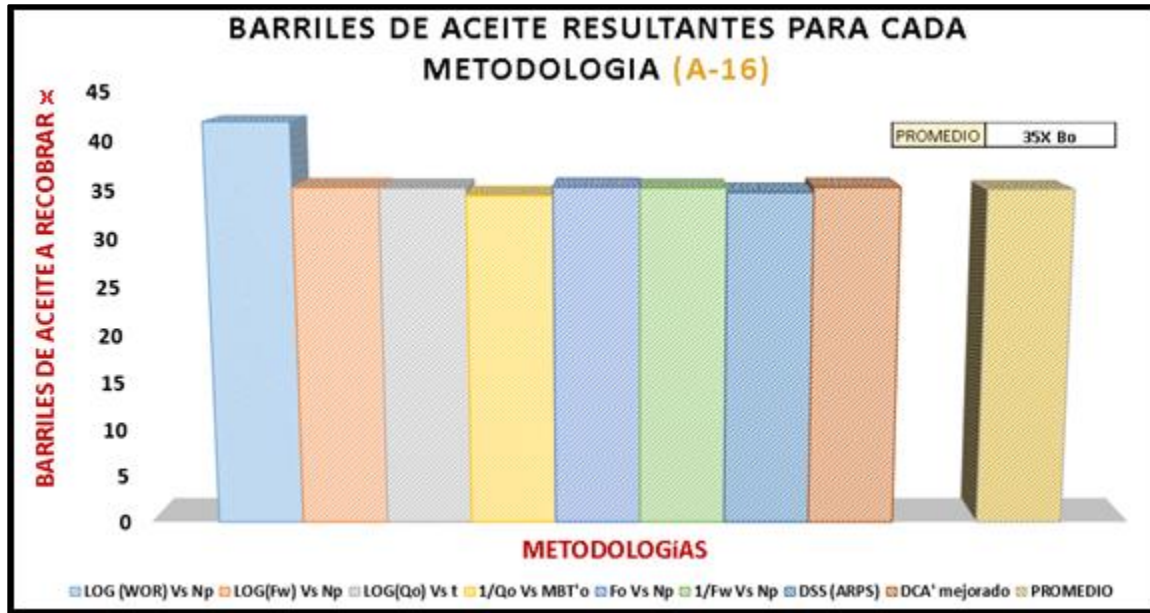


Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel y DSS

Teniendo ahora los valores correspondientes al EUR para todos los pozos (y para aquellos que han sido interferidos el antes y el después de la interferencia existente), se procedió a seleccionar las metodologías con las cuales se obtuvo los mejores resultados y que nos otorgan mayor confiabilidad respecto a la variable anteriormente nombrada; y respecto a las mismas obtener un promedio aritmético del EUR representativo. Tal cual se observa en la figura 32, donde se plasman los resultados obtenidos por las diferentes metodologías para el pozo A-16 después de haber sido interferido, se adquirieron valores muy representativos y con alta similaridad o poca diferencia en los mismos. Para la metodología de Log (WOR) Vs Np se obtuvo una pequeña diferencia respecto a que esta otorga mayor confiabilidad con cortes de agua mayores al existente en el pozo A-16, especialmente con cortes de agua mayor al 99%, por lo cual este valor no se tuvo a consideración a la hora de obtener el valor promedio representativo. Este procedimiento se realizó de manera similar para todos los pozos, con lo cual se obtuvo los respectivos EUR de cada pozo.

Ahora bien referente al par de interferencia expuesto (A-16 y A-20) y según los resultados obtenidos, el pozo A-20 generó una afectación en el pozo A-16 con una disminución del 56% respecto al volumen de hidrocarburos a producir de manera inicial; sin embargo el pozo A-20 suplió esta disminución y adicionalmente agregó 1.4 veces el volumen de hidrocarburos que hubiese producido el pozo A-16 sin la existencia de la interferencia.

Figura 32. EUR, resultados de las diferentes metodologías pozo A-16 después de haber sido interferido



Fuente: Autor proyecto.

3.3.2 Determinación del área de drenaje

Ahora bien, teniendo los respectivos volúmenes de hidrocarburos a producir para cada pozo en cada paquete de arena, se procedió al moldeamiento o a proporcionar la forma del área de drenaje preferencial para los pozos teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas del medio, la ubicación estratigráfica y estructural de los pozos, entre otras consideraciones.

Por medio del software Petrel, la información proporcionada por la compañía, y el modelo estratigráfico desarrollado por ellos para el campo de estudio, comenzó el proceso de hallar la forma preferencial del área de drenaje. Para ello se partió de la creación y de la unión de mapas estructurales (Mapas de altura en la estructura), mapas de NetPay (Mapas de

espesores con acumulación de hidrocarburos que son producibles) y mapas de capacidad de flujo (Mapas que indican el flujo preferencial de los fluidos en el medio), junto al conocimiento anteriormente adquirido referente a la profundidad de los diferentes contactos agua-aceite, la continuidad de los paquetes de arena, las propiedades petrofísicas, los registros de presión obtenidos (MDT's), los comportamientos de producción de los pozos y bajo ciertas consideraciones como que el flujo de los fluidos es de manera preferencial de un punto de mayor presión a uno de menor presión, de un punto de menor capacidad de flujo a uno de mayor capacidad y de un punto más bajo a uno más alto en estructura, se procedió a otorgar la forma preferencial del área de fluidos contactada por cada pozo. Dichos mapas se observan en las figuras 33-35.

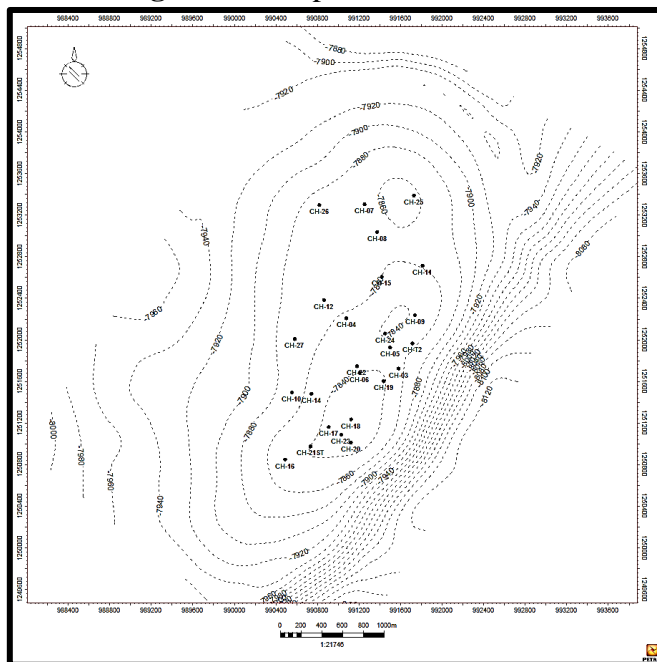
Según el conocimiento que se tiene del área referente al estimativo del factor de recobro para cada reservorio, y estudios realizados en la zona, se calculó el OOIP capturado por cada pozo, tal cual se observa en la ecuación 9 y 10. Dicho valor, fue utilizado para otorgar el tamaño del área de drenaje, es decir como si se tuviese un factor de recobro del 100% por cada pozo para cada unidad productora.

$$OOIP = \frac{7758 * \phi * (1 - S_w) * A * h}{B_o} \quad (9)$$

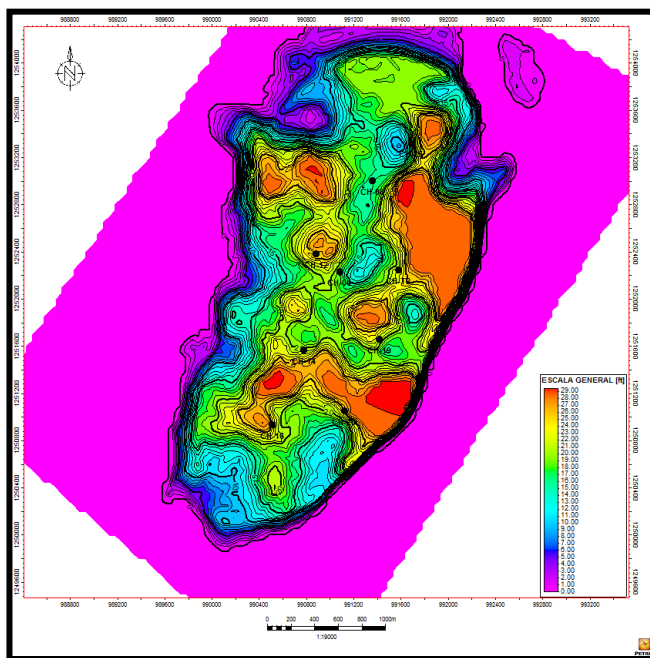
$$OOIP = EUR / RF \quad (10)$$

, siendo:

RF: Factor de Recobro

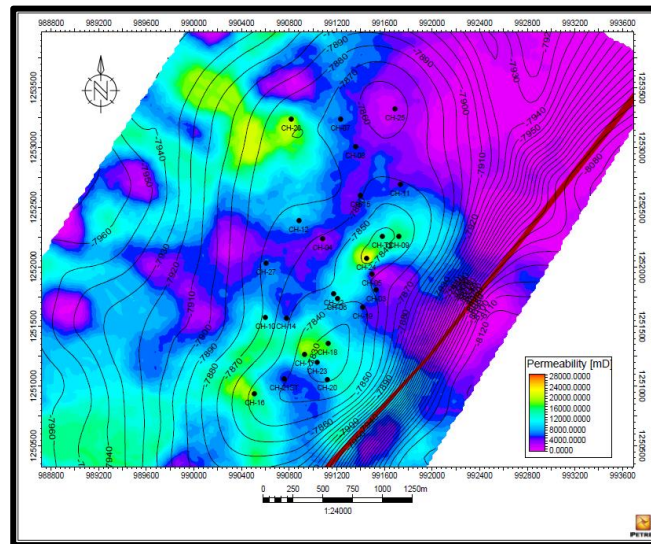
Figura 33. Mapa estructural, M2A

Fuente: Autor proyecto.

Figura 34. Mapa Net Pay, M2A

Fuente: Autor proyecto.

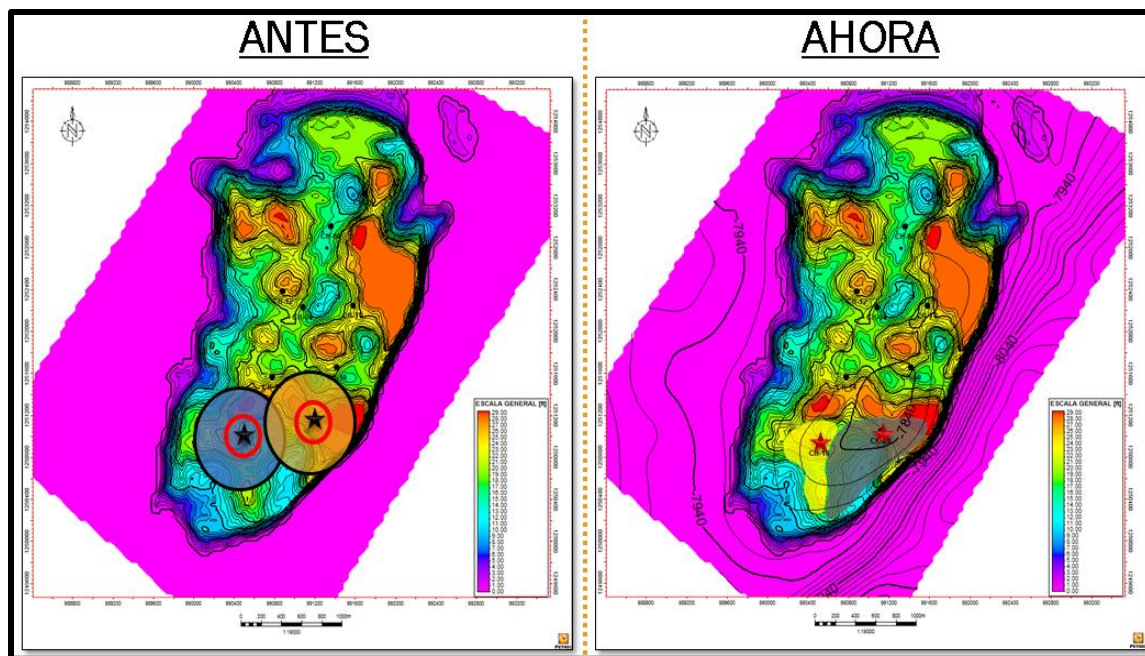
Figura 35. Mapa de capacidad de flujo, M2A



Fuente: Autor proyecto.

Al empezar a moldear el área de drenaje preferencial de flujo para los pozos, se hacía un estimativo en regresión; con el cual bajo la forma del área a drenar otorgada a cada pozo y los valores intrínsecamente presentes en el software (Puntos de saturación a lo largo del campo, valores puntuales de espesor de arena, porosidad, permeabilidad, entre otros) junto a su modelo numérico, permitía calcular un volumen de hidrocarburos para dicha zona en específico, lo cual al contrastarse con los valores de OOIP capturados por cada pozo, derivaban si el área debería ser más grande o más pequeña para dar cabida a la acumulación o almacenamiento de tal volumen. En la figura 36 se puede observar la comparación entre la metodología anteriormente usada de manera general en la industria y el desarrollo del procedimiento anteriormente descrito, para el ejemplo nombrado en el presente trabajo respecto a la interferencia existente entre el pozo A-16 y el pozo A-20.

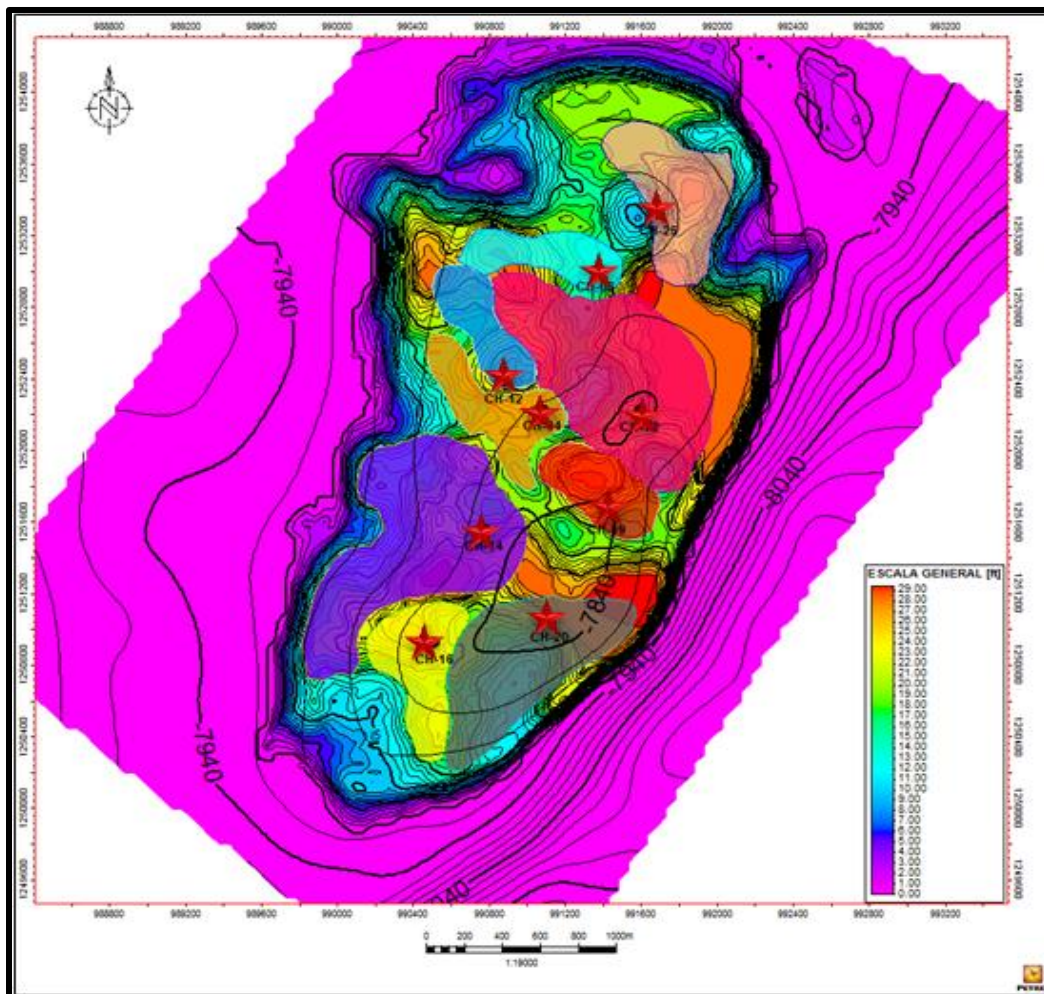
Figura 36. Comparación entre la metodología anteriormente usada y la metodología desarrollada en el trabajo para el par la interferencia de los pozos A-16 & A-20



Fuente: Autor proyecto.

Realizando de la misma manera el mismo procedimiento para cada pozo y para cada par de interferencia existente, en la unidad del M2A la figura 37 representa el área de drenaje representativa para cada pozo presente en dicha unidad productora; con lo cual se logró identificar las zonas con acumulación de hidrocarburos que no habían sido capturadas o contactadas por alguno de los pozos productores pertenecientes a ese paquete de arena, lo cual permitió identificar las oportunidades de futuros trabajos a realizar en el campo. Dicho procedimiento se realizó de manera conjunta y similar para las demás unidades productoras existentes en el campo, con lo cual se logró identificar para el total del campo 12 futuros trabajos a realizar bien sean como Workovers hacia nuevas arenas o como pozos nuevos.

Figura 37. Área de drenaje de los pozos existentes en la unidad M2A



Fuente: Autor proyecto.

4. EVALUACIÓN FINANCIERA

En este capítulo se plasma la evaluación económica realizada durante el proyecto, que consistió en conocer el ganancial y volumen total a aportar por cada pozo hasta la fecha de finalización del contrato y desde el respectivo momento en el cual cada uno entró en producción. De igual forma para aquellos pozos que en su momento fueron interferidos, se les realizó dos evaluaciones económicas (una antes y después de la interferencia) con el objetivo de cuantificar la afectación generada económicamente y analizar si la entrada del pozo generador de la interferencia suplió dicha disminución de aceite presentada en el pozo inicial, pagó o contrarrestó la inversión realizada y además generó ganancial alguno; permitiendo de igual forma catalogar los pares de interferencias existentes entre positivas, neutras y/o negativas de manera económica.

Por otro lado, se realizó una evaluación económica para las posibles oportunidades de desarrollo del campo encontradas con anterioridad, tomando dentro de los volúmenes a producir por cada una de estas oportunidades el mayor volumen y el de menor volumen de hidrocarburos a producir u obtener, teniendo consigo indicativos de cuánto podría ser el ganancial para el mejor y peor caso, y si estas acumulaciones encontradas tienen viabilidad económica a ser producidas.

Para todo ello, se partió de la herramienta Stand Alone proporcionada por la empresa; la cual tiene objetivo realizar las evaluaciones económicas con gran facilidad. Inicialmente como datos de entrada se tienen el campo a evaluar, al cual va ligado su respectivo esquema de regalías y límite económico o de finalización de contrato; fechas de entrada de

producción con el objetivo de ligarlo a la fecha de finalización del contrato, precio del crudo con el cual se deseaba realizar el cálculo principal, sin embargo la herramienta generaba de igual forma resultados para diferentes sensibilidades de precios las cuales iban entre 20 a 120 US con un delta de 5 US para cada sub evaluación; adicionalmente tiene la posibilidad de generar sensibilizaciones en variables como la producción de aceite, producción de agua, CAPEX (gasto de capital) y OPEX (gasto operativo).

En otro orden de ideas, de igual forma es necesario incluir el tipo de trabajo a realizar bien sea un Well Service, un Workover o un pozo nuevo, el costo de dicho trabajo según la lista de precios existentes para cada respectiva actividad a desarrollar, el sistema de levantamiento artificial a emplear, la potencia requerida o el consumo por el equipo seleccionado según el caudal de fluido a producir entre otros y el tiempo de vida promedio del equipo según el histórico del campo y/o los RUNLIFES o tiempo de vida de los equipos precedentes, de lo cual dependerá la periodicidad de los Well Service a realizarle al pozo. Posteriormente se incluye el perfil de producción del pozo (Aceite y Agua), y consigo se calcula el volumen de fluidos total a producir, el corte de agua y el respectivo WOR para cada momento de producción, dicho perfil es cargado con un pronóstico de producción mensual. La importancia de la selección del trabajo a llevar a cabo radica en la inversión económica a realizar por parte de la compañía, puesto que según el trabajo dicha inversión puede ser CAPEX u OPEX, y respecto a lo mismo el porcentaje de inversión por parte de la empresa operadora y el socio, son diferentes.

Finalmente se obtienen los resultados de la evaluación económica realizada, dentro de los cuales se encuentra el NPV (Valor neto presente), cuyo procedimiento permite calcular el

valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión, aclarando que dicha metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial; el tiempo en el cual se habrá recuperado la inversión, el total de aceite a producir a la finalización del contrato, y el total de aceite a producir sin límite económico alguno es decir, el total de reservas presentes en dicho perfil; todo ello junto al movimiento de caja a generar para el año inicial o de interés. Para el caso puntual del perfil de producción utilizado en las zonas de posibles oportunidades, el desarrollo se lleva a cabo en el Anexo 1. En las figuras 38-40 se observa la visualización general del Stand Alone.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o \quad (11)$$

V_t = Flujos de caja en cada periodo t.

I_o = Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n = Es el número de periodos considerados.

K = Es el tipo de interés.

Figura 38. Información de entrada modelo económico

LLANOS STAND ALONE ECONOMIC MODEL			Calculations
			Input Cells
			Results
EXERCISE NAME			
CONTRACT			
EXPL. SOLE RISK?	No		
CHI - R FACTOR?			
ROYALTIES	8% Variable		
CASE	Oxy Net		
Op. Oxy Risk (OBR)	No		
DISCOUNT RATE	15%	1.171%	1.17%
	Year	Month	
INITIAL DATE	2017	1	
	Year	Month	
DISCOUNT DATE	2017	1	
	Year	Month	
CUT OFF AT ECONOMIC LIMIT	Yes		
OIL MARKER PRICE (WTI)	AFE 2017	\$/Bbo	
COMMENTS			
			Contract Economic Limit: #N/A
			SENSITIVITIES
			Production Oil+ 0%
			Production Water+ 0%
			Capital + 0%
			Opex + 0%

Fuente: Empresa, modificado por el autor

Figura 39. Tabla de resultados Stand Alone

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
ATCF - ROR	>300%
NPV@15%	M\$ 27.04
DPI@15%	No Capital
Payback from Initial Investment	7.0 Months
Cash Flow @2017	M\$ 6.10
Economic Limit date	jun-2019
Gross MBO at Economic Limit	22
PRODUCTION INDICATORS	
Gross MBO	44
Gross MBO at Economic Limit	22
Net MBO at Economic Limit	6
BOPDi	34
BFPD Peak	5.000
BSWi	99.3%
OPEX INDICATORS	
Required Power MWh	0.40
Total WS/WO \$M	79
PV Total OPEX \$M	1.393
Monthly Average OPEX \$M	27.3
\$/Bo (12 First Mo)	36.5
TSPB (12 First Mo)	45.2

Fuente: Empresa, modificado por el autor

Figura 40. Información de entrada modelo económico

REQUIRED POWER 0.40 MW						User inputs Fixed		Select ALS: ESP							
Evaluation Type WS/WS						Input WS Cost(\$): \$77,994		Model WS Cost(\$): \$78,882.2							
PRODUCTION						CAPITAL		OPEX							
Date	Wells	BOPD	BWPD	BFPD	WC	WOR	Workover	Well Service	Average WS Cost	Energy	Production operation	Transport and treatment	Beam Pumping	ESP Rent Cost	Others
							\$/Job	\$/Job	\$/Well/m	\$/MWh	\$/BF	\$/Bbo	\$/well/m	\$/well/m	\$
30 Jan-2017	-	-	-	-	0.0%	-	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	-
28 Feb-2017	-	-	-	-	0.0%	-	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	-
31 Mar-2017	-	-	-	-	0.0%	-	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	-
30 Apr-2017	-	-	-	-	0.0%	-	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	-
31 May-2017	1	34	4,966	5,000	99.3%	145	-	78,882	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Jun-2017	1	34	4,966	5,000	99.3%	148	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,825
31 Jul-2017	1	33	4,967	5,000	99.3%	151	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
31 Aug-2017	1	32	4,968	5,000	99.4%	154	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Sep-2017	1	32	4,968	5,000	99.4%	157	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,825
31 Oct-2017	1	31	4,969	5,000	99.4%	160	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Nov-2017	1	30	4,970	5,000	99.4%	163	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,825
31 Dec-2017	1	30	4,970	5,000	99.4%	167	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Jan-2018	1	29	4,971	5,000	99.4%	170	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
28 Feb-2018	1	29	4,971	5,000	99.4%	173	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,437
31 Mar-2018	1	28	4,972	5,000	99.4%	176	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Apr-2018	1	28	4,972	5,000	99.4%	179	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,825
31 May-2018	1	27	4,973	5,000	99.5%	182	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Jun-2018	1	27	4,973	5,000	99.5%	185	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,825
31 Jul-2018	1	26	4,974	5,000	99.5%	188	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
31 Aug-2018	1	26	4,974	5,000	99.5%	191	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Sep-2018	1	26	4,974	5,000	99.5%	194	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,825
31 Oct-2018	1	25	4,975	5,000	99.5%	197	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Nov-2018	1	25	4,975	5,000	99.5%	200	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,825
31 Dec-2018	1	24	4,976	5,000	99.5%	203	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
31 Jan-2019	1	24	4,976	5,000	99.5%	206	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
28 Feb-2019	1	24	4,976	5,000	99.5%	209	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,437
31 Mar-2019	1	23	4,977	5,000	99.5%	212	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Apr-2019	1	23	4,977	5,000	99.5%	215	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,825
31 May-2019	1	23	4,977	5,000	99.5%	219	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	6,019
30 Jun-2019	1	22	4,978	5,000	99.6%	221	-	-	-	66.28	0.0073	0.97	-	-	5,825

Fuente: Empresa, modificado por el autor

De esta manera, habiendo calculado ya los NPV de los pozos existentes en la arena productora actual y para aquellos que fueron afectados por una interferencia de igual forma un respectivo valor antes de la misma; se realizó un análisis económico con el cual se ratificó si los pozos habían pagado la inversión inicial realizada, y el ganancial total a aportar. Para los pares de interferencias encontrados, se comparó el ganancial económico a aportar por el pozo inicial respecto al total entre el nuevo NPV a generar por el pozo inicial (menor al inicial) y el NPV a generar por el pozo generador de la interferencia; con lo cual se evidenció que de los pares de interferencias encontrados todos fueron positivos económicamente, siendo el 50.14% del volumen de hidrocarburos a recobrar al término del contrato aportados por los pozos generadores de interferencias, lo que corresponde de igual forma al 39.92% del NPV total a generar a la compañía al termino del contrato del campo de estudio.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ❖ Se desarrolló herramientas para la interpretación e identificación de interferencias y cuantificación en los pronósticos de producción para los pozos, con base en las metodologías descritas con anterioridad, en los programas Excel, Spotfire y DSS (Dynamic Surveillance System).
- ❖ Se realizó un estudio integrado (subsuelo – superficie), analizando de manera conjunta la data de producción real de un sector del campo, con el efecto o cambio generado en el comportamiento normal de producción de los pozos, el cual fue sometido a un proceso de ajuste histórico de producción; permitiendo la identificación de los pares de interferencias existentes.
- ❖ Se generó un mejor entendimiento de las áreas de drenaje preferencial para los pozos existentes, con el objetivo de generar una mejor ubicación de los pozos nuevos o posibles Wokovers a realizar.
- ❖ Se analizaron y encontraron 12 nuevas oportunidades de desarrollo en el campo de estudio; lo cual a su vez genera menor disposición de tiempo en búsqueda de oportunidades al haber sido las mismas ya identificadas de manera global; teniendo como base el estudio integrado que se realizó (subsuelo – superficie); con lo cual se permitió alargar la vida del proyecto.
- ❖ Se confirmó que a causa de la entrada de producción de un pozo en una zona drenada por otro, se genera una perturbación en el perfil de presiones de la zona productora, lo cual actúa como un primer indicador de la existencia de una interferencia, que a su vez se ve reflejado según condiciones geológicas en un

- aumento o disminución del corte de agua existente y en un posible aumento de el volumen total de hidrocarburos a producir por los dos pozos. Esto refleja la existencia de canales preferenciales en el campo, que propician la interferencia entre algunos de los pozos del campo.
- ❖ La existencia de interferencias se traduce en un excelente drenaje del volumen de hidrocarburos presentes en el subsuelo; sin embargo es importante conocer de ante mano si con un futuro trabajo a realizar existe la posibilidad de generar algún cambio en el comportamiento normal de producción de un pozo (con base a una afectación en la presión del yacimiento) o respecto a una posible interferencia, y en caso de ser así; si dicha interferencia aumentaría el volumen de hidrocarburos total a producir en la nueva área de drenaje.
 - ❖ El 50.14% del volumen de hidrocarburos a recobrar al término del contrato son correspondientes a los pozos generadores de interferencias, traslapándose de igual forma al 39.92% del NPV total a generar al termino del contrato del campo de estudio.
 - ❖ Se implementaron nuevas metodologías para la predicción de interferencias y la cuantificación en los pronósticos de producción; propiciando de igual forma la autogestión en el desarrollo de herramientas necesarias en el trabajo para el día a día “In House Tool”.
 - ❖ Se generó una posible ampliación del portafolio de trabajos a desarrollar en OXY Llanos; con base en las oportunidades encontradas.

- ❖ El trabajo realizado sirve como base y ejemplo comparativo, para el posterior desarrollo de un modelo de simulación completo, para todos los reservorios del campo de estudio.
- ❖ Se recomienda realizar de manera similar el mismo procedimiento para el área de drenaje en otros campos; teniendo como base el trabajo ya descrito y las herramientas desarrolladas.

NOMENCLATURA

\emptyset	Porosidad
K	Permeabilidad, md
Vp	Volumen poroso
Vt	Volumen total de la roca
\emptyset_{ef}	Porosidad efectiva
μ	Viscosidad del fluido, Cp
q	Tasa de flujo, BPD
So	Saturación del aceite
Sw	Saturación del agua
Np	Petróleo producido acumulado
PWF	Presión en fondo de pozo, psi
PIP	Presión en la entrada de la bomba, psi
BSW	Contenido de agua y sedimentos, %
FREC	Frecuencia de la bomba, Hz
WOR	Relación agua aceite
Fw	Fracción de agua, %
Qo	Caudal de aceite, BPD
MBTo	Tiempo adimensional de balance de materia
Fo	Fracción de aceite, %
EUR	Volumen de aceite estimado a producir, BBL
OOIP	Aceite original en sitio, BBL

REFERENCIAS

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Colombia. 2012. P. 46

Corrales Z.I. et al, 1977. "Estratigrafía", Editorial Rueda.

Escobar F.H., 2008. "Fundamentos de Ingeniería de yacimientos" Editorial Universidad Surcolombiana. P. 81 - 189

Economides M.J. y Ogbe D.O., 1985. "Single-Well and Multiwell Pressure Interference Analysis", Society of Petroleum Engineers.

Fox M.J. y A.C. Chedburn, 1986. "Simple Characterization of communication between Reservoir Regions", Society of Petroleum Engineers.

George R Elliott. "Well Interference Supports Wide Spacing", Society of Petroleum Engineers. P. 15

Grajales F.A, Salazar J., 2017. "Decline-Analysis Technique Incorporating Total Fluid Ratio Change, DCA improved".

Navarro J.M. "Practical Application of Variable Rate / Variable Pressure Drop Decline Curve Analysis: Valdemar Lower Cretaceous Case History", Society of Petroleum Engineers.

Lance O. Masoner. "A Decline-Analysis Technique Incorporating Corrections for Total Fluid-Rate Changes", Society of Petroleum Engineers.

Paris de Ferrer Magdalena, 2009. "Fundamentos de Ingeniería de yacimientos", Editorial Astro Data S.A P. 588

Pérez T.E., 2017. “Curvas de Declinación”, Atlahua.com, http://www.atlahua.com/temporal/curvas_de_declinacion.pdf. Consultado: 30/08/2017

Sepúlveda J. y Escobar F, 2005. “Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas”, Editorial Universidad Surcolombiana. P. 24 - 43

V.V. Bondar. “Analysis and Interpretation of Water-Oil-Ratio Performance”, Society of Petroleum Engineers.

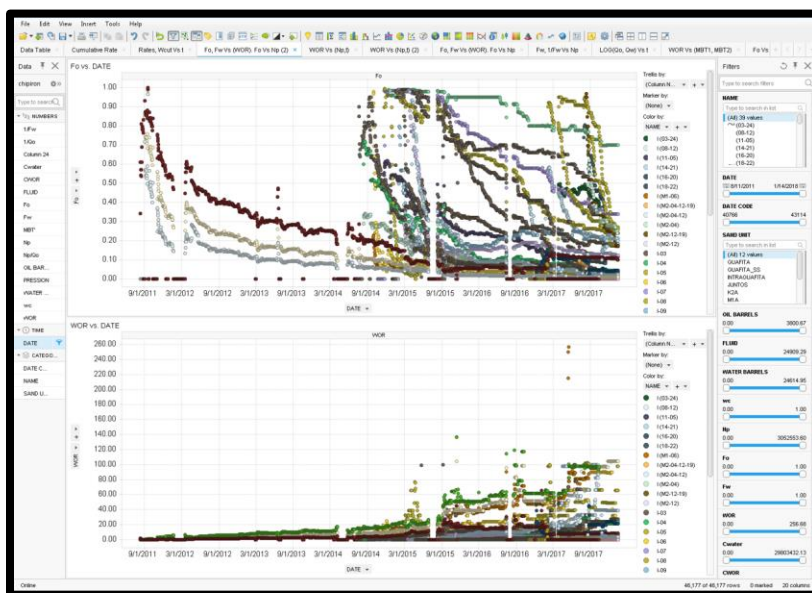
ANEXO 1: Desarrollo de la herramienta base para la identificación de interferencias de pozos, cálculo estimativo del EUR y elaboración de perfiles de producción

Teniendo como objetivo principal identificar las interferencias existentes entre pozos en el campo petrolero de estudio, se realizó la selección de 8 metodologías que a su vez permiten el cálculo de volúmenes de aceite total a producir y la elaboración de un perfil de producción para los pozos con base en el histórico de producción del mismo.

Con lenguaje de programación R de TIBCO Spotfire, y su sistema de multiecuaciones se partió inicialmente por el desarrollo de la herramienta en Spotfire debido a que facilita el acceso, el análisis y la creación de informes dinámicos sobre datos; puesto que ofrece un valor inmediato al permitir identificar rápidamente las tendencias y los patrones en el estudio de datos puntuales; siendo para este caso de forma específica las variables calculadas y necesarias según las metodologías escogidas y la información o las variables de producción como contraste y soporte de los respectivos análisis a realizar; aparte de que permite el análisis multivariable para diferentes pozos de forma simultánea de los valores anteriormente dicho; encontrándose dentro de ellas las gráficas de Log(WOR) Vs N_p , Log(FW) Vs N_p , Log(Qo) Vs t , $1/Q_o$ Vs MBT_o , F_o Vs N_p , $1/F_w$ Vs N_p , DCA mejorado, Arps (DSS) y variables operacionales como frecuencia, presión de fondo fluyendo, BSW, caudal de aceite, caudal de agua, producción de arena Vs tiempo; utilizando esta primera fase para la identificación de las interferencias existentes. Debido a que las herramientas están entrelazadas a la base de datos de Oracle, el cargue de información es casi de manera inmediata. En las figuras 41-43, se observa la visualización general de la herramienta y su

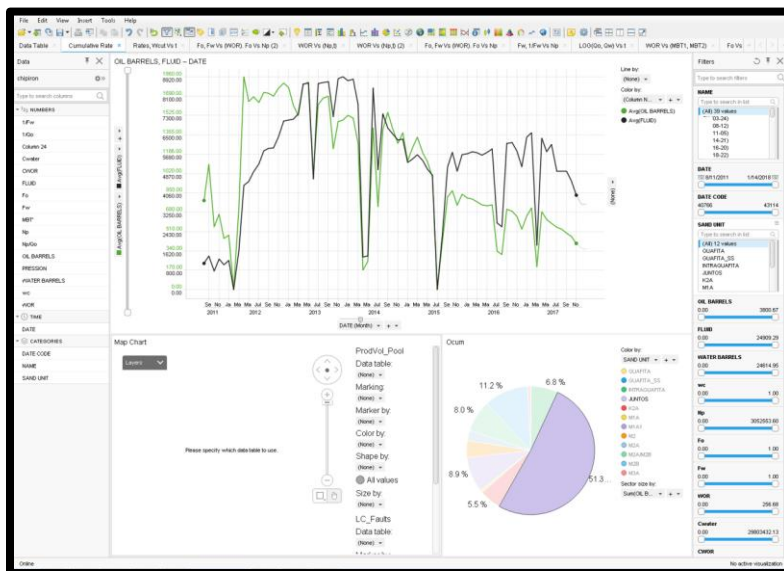
intuitivo entorno visual a la hora de facilitar la identificación en cambios de tendencias, y el momento en el cual se generó la misma.

Figura 41. Visualización generalizada Herramienta Spotfire



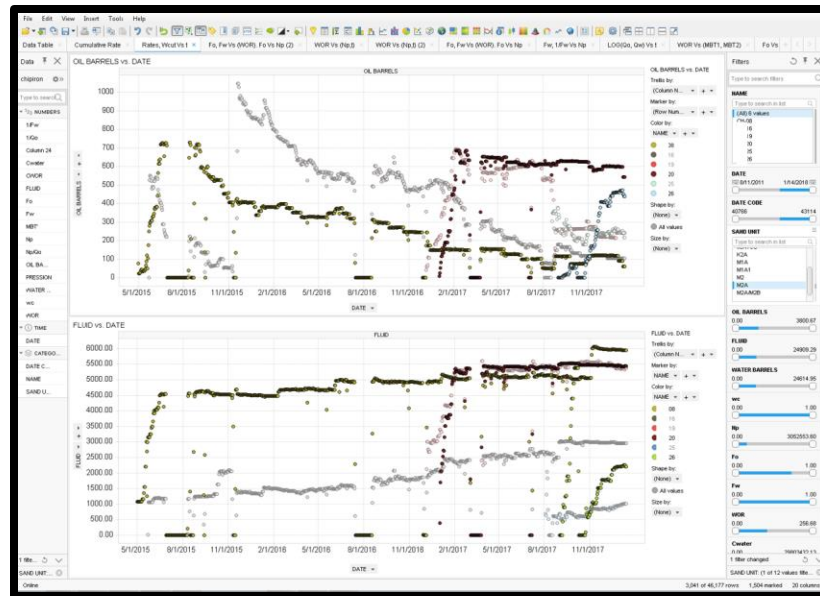
Fuente: Autor proyecto, herramienta Spotfire

Figura 42. Visualización generalizada Herramienta Spotfire



Fuente: Autor proyecto, herramienta Spotfire

Figura 43. Visualización generalizada Herramienta Spotfire, aplicación de reglas y discretización por unidad de arena



Fuente: Autor proyecto, herramienta Spotfire

Habiendo identificado las interferencias existentes; se procedió al desarrollo de la segunda herramienta, con programación en la macro Visual Basic y el uso de fórmulas en Excel, cuyo objetivo inicial era poder calcular el estimativo de aceite a producir para cada pozo por cada metodología, y con base en los resultados obtenidos seleccionar las metodologías que otorgaban mayor confiabilidad para cada caso en específico. Dentro de la programación de la herramienta se creó la discretización de la variable tiempo con el objetivo de poder utilizar cierta historia de producción del pozo en un antes y después de una interferencia, es decir poder calcular un estimativo de aceite a producir de manera inicial y uno después de haber sido afectado en su comportamiento normal de producción; para dichos pozos interferidos. Esta herramienta se enfoca únicamente en las metodologías

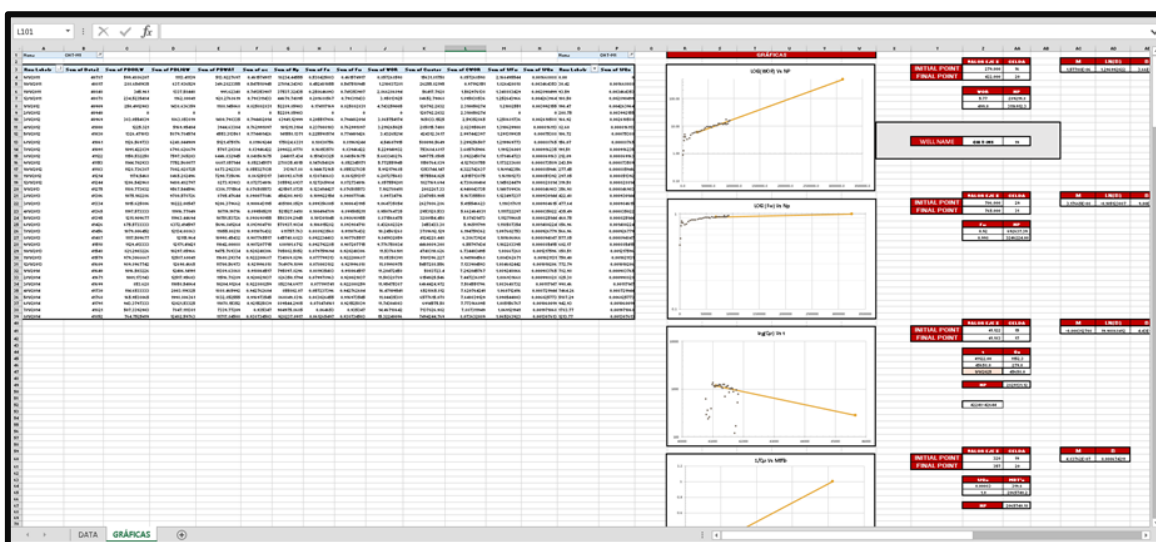
escogidas, y por medio del método “Straight Line”, con base en la tendencia o patrón de comportamiento de al menos 6 meses de producción; permitiendo a la vez calcular dichos estimativos para un grupo de pozos.

En la ejecución de la herramienta, inicialmente se selecciona el pozo a analizar y el rango de tiempo del mismo. Posteriormente y de manera automática, el busca la relación de dicho pozo con la librería existente (en caso de no estar creado se debe agregar el nombre del nuevo pozo, puesto que arrojará error en las variables básicas de datos y no se generará pronóstico alguno), extrayendo consigo los datos guardados con anterioridad para cada gráfica correspondientes a los respectivos intervalos seleccionados en el eje X (si es un pozo nuevo, o un nuevo análisis a realizar se debe escribir de igual forma en la librería los intervalos a seleccionar del eje X dentro de los cuales se considera que se encuentra un comportamiento representativo) ; con ello se realiza una búsqueda en la base de datos inicial para seleccionar de manera exacta la información correspondiente a la gráfica existente entre dichos intervalos, realizando posteriormente una estimación lineal con el objetivo de calcular la mejor línea recta que se acomode a dichos valores; posteriormente se extrapola dicha recta a los Cutoffs seleccionados para cada gráfica, calculando consigo el estimativo de aceite a producir para cada pozo hasta los límites seleccionados, aclarando que se debe guardar de igual forma los resultados obtenidos para cada gráfica en su respectiva librería. Dichos Cutoffs se encuentran en la tabla 6. En las figuras 44-47 se puede evidenciar el procedimiento anteriormente nombrado.

Tabla 6. Cutoffs para las metodologías empleadas

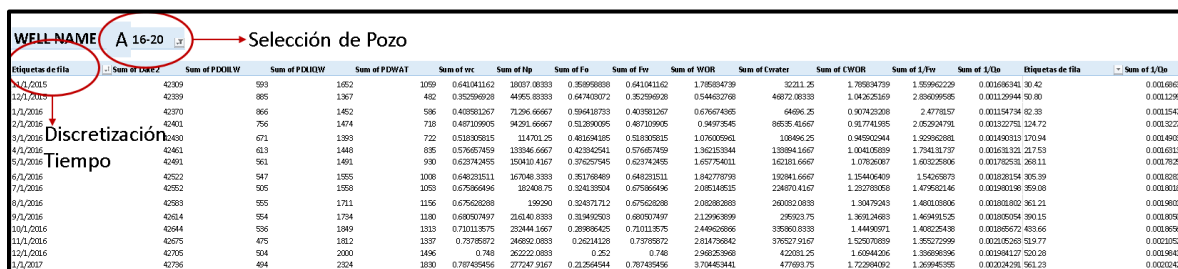
Metodología	Variable con Cutoff	Cutoff
Log(WOR) Vs Np	WOR	499
Log(FW) Vs Np	FW	0.998
Log(Qo) Vs t	Qo	1
1/Qo Vs MBTo	1/Qo	1
Fo Vs Np	Fo	0.002
1/Fw Vs Np	1/Fw	1.002
DCA mejorado	---	---
Arps (DSS)	---	---

Figura 44. Visualización generalizada Herramienta Excel



Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel.

Figura 45. Selección de pozo a analizar y discretización rango de tiempo



Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel.

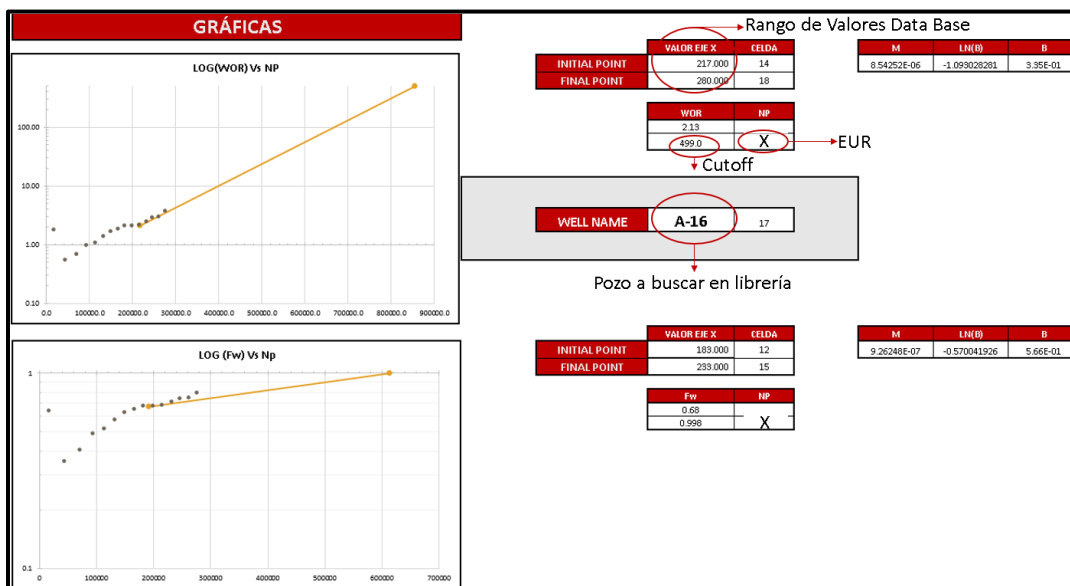
Figura 46. Ejemplo de librerías

LOG WOR Vs Np						Log Qo Vs t					
INTERVALOS	M	log(B)	B	EUR	INTERVALOS	M	log(B)	B	EUR		
A-01	58000	682000	5.418E-06	-2.455592	0.0883074	0.00197					
A-02	244000	276000	6.954E-06	1.3277027	3.7723672	0.00197					
A-03	503000	562000	5.095E-06	-3.7953493	0.0223523	0.00197					
A-04	159000	223000	7.007E-06	-1.0028523	0.2684446	0.00197					
A-05	85000	123000	1.134E-05	-1.3397342	0.2619193	0.00197					
A-06	85000	123000	1.134E-05	-1.3397342	0.2619193	0.00197					
A-07											
A-08	61000	159000	2.075E-05	-3.2418801	0.0329093	0.00197					
A-09	159000	229000	9.261E-06	-1.4702876	0.2298594	0.00197					
A-10	379000	474000	3.821E-06	-5.3328937	0.0046236	0.00197					
A-11											
A-12											
A-13	1082000	115000	2.984E-06	-3.0473795	0.0474632	0.00197					
A-14	63000	106300	1.841E-05	-1.3972504	0.2472759	0.00197					
A-15	63000	106300	1.841E-05	-1.3972504	0.2472759	0.00197					
A-16	87000	873000	9.368E-06	-7.7782613	0.0004276	0.00197					
A-17	217000	280000	1.475E-05	-2.7795941	0.0621259	0.00197					
A-18	290000	319000	2.108E-05	-5.0905271	0.0061547	0.00197					
A-19	279000	422000	1.577E-06	-1.296892	3.6582761	0.00197					
A-20	1338000	1362000	1.828E-06	-1.4094193	0.2442891	0.00197					

Log Fw Vs Np						Log (1/Qo) Vs MBT					
INTERVALOS	M	log(B)	B	EUR	INTERVALOS	M	B	EUR			
A-01	58000	682000	1.245E-06	-1.0971671	0.28	787	609	1.09E-08	0.0005721	0.00197	0.00197
A-02	244000	276000	2.39E-07	-0.194191	0.0917434	189	143	2.9E-08	0.000989	0.00197	0.00197
A-03	424000	562000	1.78E-06	-1.910776	0.1478655	453	572	5.77E-07	0.001059	0.00197	0.00197
A-04	159000	223000	2.94E-06	-1.1065227	0.3307069	171	231	2.52E-06	0.0004485	0.00197	0.00197
A-05	44000	85000	3.98E-06	-1.23943	0.2396323	31	121	2.31E-06	0.0006204	0.00197	0.00197
A-06	85000	123000	6.194E-06	-1.4254708	0.2403953	63	304	3.69E-08	0.0005422	0.00197	0.00197
A-07											
A-08	114000	159000	9.82E-06	-2.2751336	0.1027828	31	811	2.21E-06	0.0004344	0.00197	0.00197
A-09	159000	260000	3.15E-06	-1.1731281	0.3093976	66	211	2.507E-06	0.0004097	0.00197	0.00197
A-10	285000	474000	3.35E-06	-5.950566	0.0057702	92	112	6.75E-09	0.0003202	0.00197	0.00197
A-11											
A-12											
A-13	1095000	140000	4.73E-07	-1.081081	0.33825	783	873	3.77E-07	0.0003714	0.00197	0.00197
A-14	87000	106300	5.38E-06	-1.0367465	0.3546065	31	161	4.83E-06	0.0007394	0.00197	0.00197
A-15	87000	190000	3.22E-06	-0.7003762	0.4863985	66	629	5.54E-06	0.0007319	0.00197	0.00197
A-16	79000	873000	3.95E-06	-3.6233762	0.0255227	240	378	5.76E-07	0.0004988	0.00197	0.00197
A-17	153000	223000	1.95E-06	-0.6032607	0.4478652	391	434	2.29E-06	0.0006588	0.00197	0.00197
A-18	197000	319000	2.53E-06	-1.0202135	0.360518	251	443	2.47E-06	0.000319	0.00197	0.00197
A-19	706000	765000	3.177E-06	-0.1051231	0.9002137	320	357	4.83E-07	0.0006742	0.00197	0.00197
A-20	1095000	1149000	-0.0004902	27.741945	1.117E-12	350	386	3.177E-07	0.0004428	0.00197	0.00197

Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel.

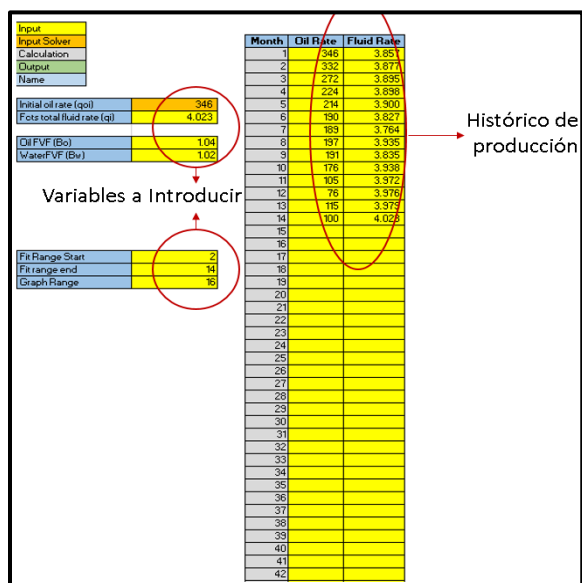
Figura 47. Rango de valores data base, Herramienta Excel



Fuente: Autor proyecto, herramienta Excel.

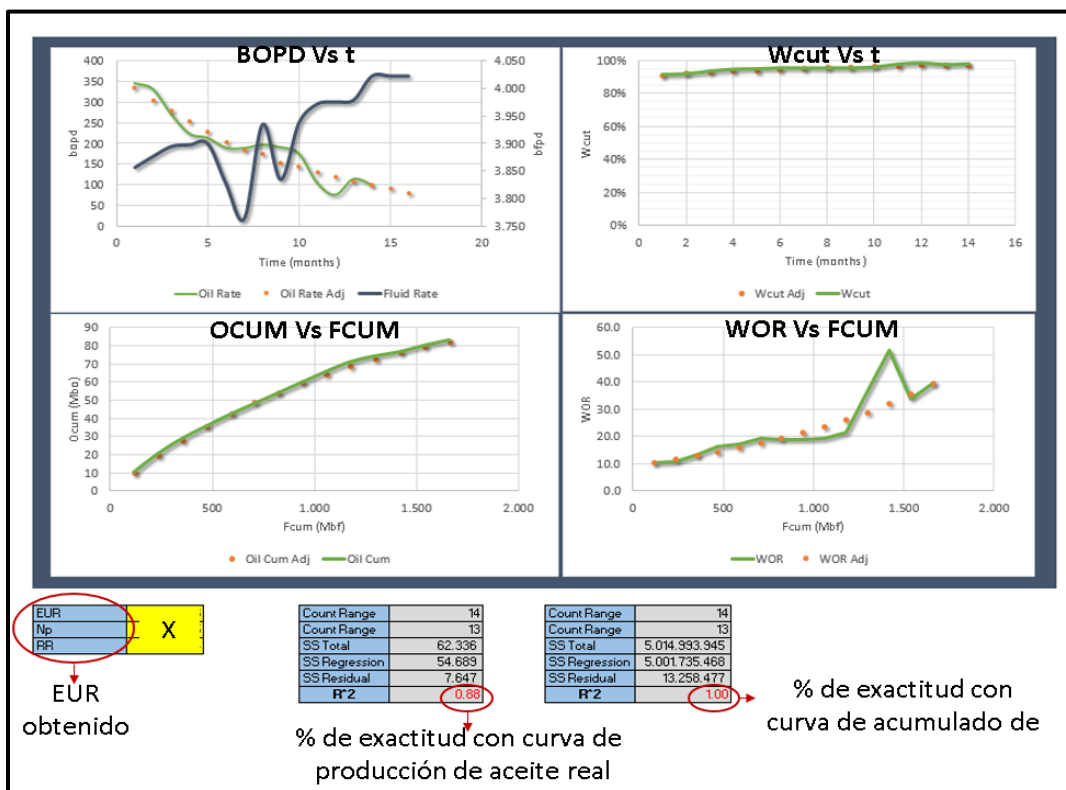
Realizando de manera similar el mismo procedimiento en la herramienta desarrollada por Grajales y Salazar, se introduce el histórico de aceite y fluido producido por el pozo en la columna de producción inicial; posteriormente se seleccionan las variables de caudal de aceite inicial producido, y la rata de fluido a la cual el pozo continuará produciendo según el pronóstico a generar. Se introducen las variables de factor volumétrico de agua y aceite, y se selecciona el rango al cual se desea se realice el mejor ajuste de producción. Referente a este ajuste, el software realiza un proceso iterativo con lo cual se calcula el exponente b y la variable D para la declinación de dicho pozo en el rango anteriormente seleccionado. Con las variables b y D para la declinación de dicho pozo, y realizando un ajuste al histórico de producción del mismo; se genera el perfil de producción de agua y aceite. Habiendo realizado tal procedimiento se obtienen dos tablas de resultados donde se observa el EUR a producir por el pozo calculado por el programa, y la exactitud en el acople de producción que tuvo el pozo con el histórico del mismo y la curva de ajuste/ pronóstico generada para el perfil de aceite individual y la curva de aceite acumulado; poseyendo además un valor agregado al poder generar el pronóstico de producción para un caudal de fluido total cambiante. En las figuras 48-50 se observa el procedimiento anteriormente nombrado.

Figura 48. Producción histórica y variables a introducir



Fuente: Empresa, modificado por el autor

Figura 49. Gráficas, % de exactitud y EUR



Fuente: Empresa, modificado por el autor

Figura 50. Perfil de producción futuro

Actual Data					Variable rate DCA						
Water Rate	Wcut	WOR	Oil Cum	Fluid Cum	Fcst Fluid Rate	Fcst Fluid Cum	Qo_eq	WOR Adj	Wcut Adj	Oil Rate Adj	Oil Cum Adj
3.511	91.0%	10.1	10.524	117.318	3.857	117.318	346	10.3	91.2%	334	10.159
3.545	91.4%	10.7	20.623	235.245	3.877	235.245	314	11.5	92.0%	305	19.432
3.623	93.0%	13.3	28.896	353.719	3.895	353.719	285	12.7	92.7%	278	27.890
3.674	94.3%	16.4	35.710	472.285	3.898	472.285	259	14.1	93.4%	252	35.570
3.686	94.5%	17.2	42.219	590.911	3.900	590.911	235	15.7	94.0%	229	42.541
3.637	95.0%	19.1	47.998	707.317	3.827	707.317	213	17.4	94.6%	204	48.748
3.575	95.0%	18.9	53.747	821.807	3.764	821.807	194	19.2	95.1%	182	54.296
3.738	95.0%	19.0	59.739	941.497	3.935	941.497	176	21.2	95.5%	174	59.576
3.644	95.0%	19.1	65.549	1.058.147	3.835	1.058.147	160	23.5	95.9%	153	64.242
3.762	95.5%	21.4	70.902	1.177.929	3.938	1.177.929	145	26.0	96.3%	143	68.595
3.867	97.4%	36.8	74.096	1.298.745	3.972	1.298.745	132	28.7	96.6%	131	72.575
3.900	98.1%	51.4	76.404	1.419.683	3.976	1.419.683	119	31.8	97.0%	119	76.183
3.865	97.1%	33.7	79.896	1.540.721	3.979	1.540.721	108	35.3	97.2%	108	79.454
3.923	97.5%	39.4	82.923	1.663.080	4.023	1.663.080	98	39.1	97.5%	98	82.447
					4.023	1.785.447	88	43.3	97.7%	89	85.156
					4.023	1.907.815	80	48.0	98.0%	81	87.605
					4.023	2.030.183	72	53.1	98.2%	73	89.822
					4.023	2.152.550	65	58.8	98.3%	66	91.826
					4.023	2.274.918	59	65.1	98.5%	60	93.639
					4.023	2.397.285	54	72.1	98.6%	54	95.280
					4.023	2.519.653	48	79.8	98.8%	49	96.764
					4.023	2.642.021	44	88.4	98.9%	44	98.106
					4.023	2.764.388	40	97.8	99.0%	40	99.320
					4.023	2.886.756	36	108.2	99.1%	36	100.419
					4.023	3.009.123	32	119.7	99.2%	33	101.413
					4.023	3.131.491	29	132.4	99.3%	30	102.312
					4.023	3.253.859	27	146.5	99.3%	27	103.125
					4.023	3.376.226	24	162.0	99.4%	24	103.861
					4.023	3.498.594	22	179.2	99.4%	22	104.527
					4.023	3.620.961	20	198.2	99.5%	20	105.129
					4.023	3.743.329	18	219.2	99.5%	18	105.674
					4.023	3.865.697	16	242.4	99.6%	16	106.166
					4.023	3.988.064	15	268.0	99.6%	15	106.612
					4.023	4.110.432	13	296.3	99.7%	13	107.016
					4.023	4.232.799	12	327.6	99.7%	12	107.381
					4.023	4.355.167	11	362.2	99.7%	11	107.711
					4.023	4.477.534	10	400.5	99.8%	10	108.010
					4.023	4.599.902	9	442.7	99.8%	9	108.280
					4.023	4.722.270	8	489.4	99.8%	8	108.525

Perfil de fluido generado

Perfil de aceite generado

Fuente: Empresa, modificado por el autor

Para las nuevas oportunidades identificadas, se creó dos perfiles de producción con base en el EUR máximo y mínimo a producir encontrado; para ello se utilizó el método de declinación de ARPS hiperbólico enunciado en la página 22 y/o ecuación 7 del presente escrito. Con base en la historia de producción del campo, las curvas de declinación de los otros pozos y la experticia de los ingenieros, en la tabla 7 se enuncian el valor de los parámetros b y D de declinación utilizados para generar los dos perfiles de producción; teniendo como parámetros iniciales un corte de agua del 95% y tasa de fluido total a producir de 5000 barriles.

Tabla 7. Valores b y Di utilizados para generar los perfiles de producción en las zonas con nuevas oportunidades identificadas

<i>Tipo de Perfil</i>	<i>b</i>	<i>Di /año</i>
Mayor EUR	0.5	55%
Menor EUR	0.5	130%