

Identificación de nuevas oportunidades de desarrollo en reservorios cretáceos del campo Caño Rondón, cuenca de Llanos Orientales, Colombia – Énfasis en ingeniería de yacimientos

Erika Paola Urquijo Marín

Trabajo de Grado para Optar el Título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas.

Director

Juan Felipe Andrade Perdomo

Magister en Ingeniería de Yacimientos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

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

A mi esposo, por brindarme todo su apoyo y fuerza para lograr este objetivo, gracias por impulsarme a cumplir mis sueños y a llevarlos a lo más alto. Este logro también es tuyo.

A mis hijos, por su amor incondicional, por ser mi fuente de inspiración y motivación, gracias por permitirme robarles un tiempito de sus vidas a este proyecto.

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

A mis hermanos, sobrino, tíos, primos, nonitos y toda mi familia, porque nunca han dejado de creer en mí y siempre han estado a mi lado para brindarme su apoyo y su bendición.

A Cami. ¡Este proyecto fue realizado pensando en ti! Gracias por todo ese conocimiento que me brindaste siempre, pero sobretodo, gracias por tus risas, por tus abrazos y por ese espíritu alegre que siempre estará presente en mí. Te quiero amigo.

A Dessi y Adri, por ser mis compañeras y mi equipo de trabajo favorito, gracias por esa amistad tan bonita.

A todas las personas que de una u otra manera han estado a mi lado para apoyarme en este sueño hecho realidad. Gracias.

Agradecimientos

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

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

Juan Felipe Andrade, por siempre tener la mejor energía y disposición en la dirección de este gran trabajo, gracias por todos sus conocimientos y su apoyo para sacarlo adelante.

Mi esposo, Mauricio Torres, por ayudarme a plasmar en papel todas las aventuras geológicas de nuestro amigo Camilo Diaz (QEPD) en la realización de este proyecto.

Occidental de Colombia, especialmente a Camilo Diaz (QEPD), Adriana Martinez y Balmore Durán, por todo su apoyo, disposición y confianza.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Generalidades del campo Caño Rondón	19
1.1. Localización geográfica	19
1.2. Antecedentes históricos	21
1.3. Geología estructural	22
1.4. Estratigrafía	23
1.4.1. Mesozoico	25
1.4.2. Cenozoico	26
1.5. Descripción del yacimiento y los fluidos	27
1.6. Estado actual	30
2. Estudio integrado para el análisis de un nuevo yacimiento en el campo Caño Rondón	31
2.1. Entendimiento del sistema petrolífero	33
2.2. Estratigrafía detallada	36
2.3. Información de corazones	38
2.4. Prueba de producción	40
2.5. Interpretación petrofísica	42
2.5.1. Modelo de arcillosidad	43
2.5.2. Modelo de porosidad	45
2.5.3. Modelo de saturación	46

3. Cálculo volumétrico probabilístico de las reservas para la unidad K2C en el campo Caño Rondón.....	53
3.1. Estadística	53
3.1.1. Probabilidad.....	54
3.1.2. Distribuciones.....	54
3.1.3. Distribuciones de frecuencia.....	55
3.1.4. Distribuciones de frecuencia acumulada.....	57
3.1.5. Multiplicación de eventos independientes.....	58
3.1.6. Gráfico de probabilidad acumulada vs escala probit	59
3.1.7. Multiplicación de tres distribuciones de probabilidad acumulada. Distribuciones de frecuencia acumulada.....	60
3.1.8. Media de Swanson	61
3.2. Estimación del recobro máximo (EUR).....	62
3.2.1. Distribución lognormal del área.....	64
3.2.2. Distribución lognormal del espesor	67
3.2.3. Distribución lognormal del rendimiento de recuperación.....	69
3.2.4. Cálculo probabilístico de las reservas en la unidad K2C:.....	71
4. Plan de desarrollo para la unidad K2C del campo Caño Rondón.....	72
4.1. Curva tipo.....	72
4.2. Estrategia de producción.....	76
4.3. Evaluación financiera del plan de desarrollo.....	81
4.3.1. Flujo de caja.....	82
4.3.2. Resultados	84

5. Resultados	85
6. Conclusiones	86
Referencias bibliográficas.....	89

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Características de los fluidos del campo Caño Rondón.....	28
Tabla 2. Características del yacimiento del campo Caño Rondón.....	29
Tabla 3. Parámetros ecuación Indonesia para el campo Caño Rondón.	49
Tabla 4. Análisis fisicoquímico agua de producción Pozo-04. Unidad K2C	51
Tabla 5. Cálculo del R_w a condiciones de yacimiento.	52
Tabla 6. Espesor para los pozos del campo Caño Rondón en la unidad K2C	68
Tabla 7. Datos de porosidad, saturación de agua inicial, factor volumétrico de formación inicial y factor de recobro.	70
Tabla 8. Estado actual de los pozos del campo Caño Rondón.....	77
Tabla 9. Cronograma de ejecución del plan de desarrollo.....	80
Tabla 10. Valores usados para cálculo de EBITDA y FCL.....	84
Tabla 11. Cálculo de EBITDA y FCL para el plan de desarrollo.....	85

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Localización del área de estudio.....	19
Figura 2. Ubicación del campo Caño Rondón.....	20
Figura 3. Principales fallas del campo Caño Limón.....	22
Figura 4. Columna Estratigráfica para el campo Caño Rondón. Unidad de interés K2C.....	24
Figura 5. Historia de producción del campo Caño Rondón.....	30
Figura 6. Estudio integrado del campo Caño Rondón.....	33
Figura 7. Entendimiento del campo Caño Rondón.....	35
Figura 8. Mapa Estructural Campo Caño Rondón.....	37
Figura 9. Estratigrafía detallada del campo Caño Rondón.....	38
Figura 10. Corazón del Pozo-05 en el campo Caño Rondón.....	40
Figura 11. Intervalo abierto para prueba de producción en el Pozo-04.....	41
Figura 12. Resultados de producción en el Pozo-04.....	42
Figura 13. Cálculo de volumen de arcilla usando cross plot densidad-neutron.....	44
Figura 14. Interpretación petrofísica Pozo-04. Antes de realizar prueba de producción.....	48
Figura 15. Interpretación petrofísica Pozo-04. Nuevo cálculo de la saturación de agua a partir del R_w encontrado en el laboratorio.....	53
Figura 16. Distribuciones de frecuencia usadas comúnmente.....	55
Figura 17. Gráfico de probabilidad acumulada vs escala probit.....	59
Figura 18. Flujo de trabajo. Cálculo probabilístico del EUR unidad K2C.....	64

Figura 19. Contacto agua-petróleo estimado en el Pozo-04 y Pozo-09	66
Figura 20. Mapa estructural con definición de áreas P01 y P99.....	66
Figura 21. Probabilidad acumulada área vs escala probit.....	67
Figura 22. Probabilidad acumulada espesor vs escala probit	69
Figura 23. Probabilidad acumulada rendimiento de recuperación vs escala probit.....	71
Figura 24. Probabilidad acumulada recobro último estimado vs escala probit	72
Figura 25. Curva tipo para la unidad K2C del campo Caño Rondón	75
Figura 26. Curva tipo RAP vs OCUM. Método secundario de estimación	75
Figura 27. Mapa de arena neta y áreas de drenaje de la unidad K2C del campo Caño Rondón ..	78
Figura 29. Perfil de producción de petróleo de la unidad K2C en el campo Caño Rondón	80
Figura 30. Cálculo del EBITDA	82

Resumen

Título: Identificación de nuevas oportunidades de desarrollo en reservorios cretáceos del campo Caño Rondón, cuenca de Llanos Orientales, Colombia – Énfasis en ingeniería de yacimientos*

Autor: Erika Paola Urquijo Marín**

Palabras clave: Yacimientos, plan de desarrollo, geología, petrofísica.

Descripción:

En los últimos años, se ha realizado un trabajo minucioso y detallado de la estratigrafía del campo Caño Rondón alineado junto con los conceptos básicos del sistema petrolífero, permitiendo entender cómo y dónde se pudo haber acumulado el hidrocarburo en los yacimientos cretáceos. Gracias a este entendimiento se logra identificar zonas petrolíferas que no han sido desarrolladas y que anteriormente no eran foco de desarrollo en el campo Caño Rondón, ya que corresponden a yacimientos de pocos pies de espesor, lateralmente discontinuos y en algunos casos aislados. Este concepto fue probado con muy buenos resultados de producción en un trabajo de reacondicionamiento de un pozo existente del campo. Sin embargo, este tipo de yacimientos aún requieren de una caracterización integrada que permita identificar el volumen disponible de hidrocarburos y proponer un plan de desarrollo. Por lo tanto, este trabajo de aplicación pretende cuantificar el volumen potencial de esta unidad cretácica, a través de la integración del modelo geológico, petrofísico y de ingeniería de yacimientos con el fin de proponer un programa de desarrollo de la unidad descubierta.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Juan Felipe Andrade

Abstract

Title: Identification of new development opportunities in cretaceous reservoirs in Cano Rondon field, Llanos Orientales basin, Colombia – Emphasis on reservoir engineering*

Author: Erika Paola Urquijo Marín **

Keywords: Reservoirs, development plan, geology, petrophysics.

Description:

In recent years, meticulous and detailed work has been done on the stratigraphy of the Cano Rondon field, aligned with the basic concepts of the petroleum system, allowing us to understand how and where the hydrocarbon could have accumulated in the Cretaceous deposits. Thanks to this understanding, it is possible to identify oil areas that have not been developed before and that were not previously a focus of development in the Cano Rondon field. These zones correspond to deposits of a few feet thick, laterally discontinuous and isolated in some cases. This concept was tested with very good production results in a workover on an existing well in the field. However, this type of deposits still requires an integrated characterization to identify the available volume of hydrocarbons and propose a development plan. Therefore, this thesis aims to quantify the potential volume of this Cretaceous unit, through the integration of the geological, petrophysical and reservoir engineering model in order to propose a development program for the discovered unit.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Juan Felipe Andrade

Introducción

Después de más de 10 años de explotación en el campo Caño Rondón, ubicado en la cuenca de Llanos Orientales, se sigue buscando creativamente nuevas formas de identificar hidrocarburos en zonas nunca antes probadas. El campo Caño Rondón ha producido alrededor de 10.5 millones de barriles de aceite de las diferentes unidades cretáceo, lo que corresponde a un factor de recobro actual cercano al 50% (principal mecanismo de producción empuje por acuífero activo). Por lo tanto, las reservas remanentes asociadas al cretáceo son bastantes bajas y existe la necesidad de incrementar estos valores a través del entendimiento de la acumulación del hidrocarburo y los conceptos básicos del sistema petrolífero. Debido a ello, en los últimos dos años se ha realizado una evaluación profunda de las diferentes unidades del cretáceo en el campo Caño Rondón, generando correlaciones estratigráficas detalladas de alta resolución, evaluando las posibles distribuciones efectivas del sello y revisando la información existente de corazones; y gracias a la comprensión de la distribución del yacimiento, se han encontrado áreas adicionales en las que se identifican intervalos delgados con buenas propiedades petrofísicas que podrían tener potenciales acumulaciones de hidrocarburos. Algunos de estos intervalos han sido confirmados con pruebas de producción en pozos existentes. Ahora, el reto es poder ajustar los resultados con la interpretación petrofísica actual, pues muchos de ellos se consideraban como zonas saturadas de agua, generar un cálculo volumétrico probabilístico del petróleo original en sitio, verificar las zonas de drenaje y, por último, realizar un plan de desarrollo del campo para estas nuevas unidades descubiertas.

Objetivos

Objetivo General

Identificar nuevas oportunidades de desarrollo en la unidad Cretáceo del campo Caño Rondón, en la cuenca de Llanos Orientales, Colombia, a través del estudio integrado de geología, petrofísica e ingeniería de yacimientos.

Objetivos Específicos

Revisar el sistema petrolífero actual del campo Caño Rondón para la unidad cretáceo.

Verificar el modelo petrofísico de la unidad del Cretáceo a partir de los resultados obtenidos en la prueba de producción realizada en el pozo y la información de ingeniería existente del campo.

Realizar un cálculo volumétrico probabilístico de las reservas de la unidad Cretáceo del campo Caño Rondón.

Generar un plan de desarrollo en el campo Caño Rondón para pozos existentes y nuevas oportunidades en la unidad del Cretáceo a partir de la evaluación de áreas de drenaje.

Metodología

Para el desarrollo de este estudio, se asumió un enfoque cuantitativo, debido a que se aplicará la objetividad, buscando explicar y deducir algunos comportamientos a partir de leyes y teorías de los datos obtenidos. Además, el trabajo de grado tendrá un alcance de tipo explicativo debido a que se pretende identificar cuáles son las oportunidades de desarrollo en la unidad K2C del campo Caño Rondón, a partir de un estudio integrado de ingeniería, geología y petrofísica. El estudio, se enfocará en el descubrimiento de un yacimiento a través de la prueba de producción de un pozo específico en el área y pretende cuantificar las reservas encontradas y definir las opciones de producción para cada pozo existente e identificación de perforación de nuevos pozos.

Las fases metodológicas empleadas en la elaboración de la tesis se dividen en 4, y cada una de ellas corresponden a los capítulos siguientes de este documento, en su respectivo orden.

Fase 1

Sistema petrolífero actual del campo Caño Rondón para la unidad cretáceo:

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

Fase 2

Calibración del modelo petrofísico:

- ✓ Pruebas de producción de pozos.
- ✓ Pruebas de laboratorio de los fluidos de pozos.
- ✓ Descripción del modelo petrofísico aplicado en el campo.
- ✓ Recopilación de información adicional de todos los pozos del campo, como presiones, producción, registros eléctricos, corazonas, entre otros.
- ✓ Comparación y análisis del modelo petrofísico con la información obtenida de todas las pruebas realizadas y la información recopilada.

Fase 3

Cálculo volumétrico probabilístico de las reservas:

- ✓ Recolección de la información de las variables que afectan el cálculo de las reservas como porosidad, espesor, área, saturación, etc.
- ✓ Generación de la distribución de cada una de las variables analizadas.
- ✓ Cálculo de las reservas para el campo Caño Rondón.

Fase 4

Plan de desarrollo para pozos existentes y nuevas oportunidades:

- ✓ Elaboración de curvas tipo
- ✓ Identificación del estado actual de cada pozo en el campo.
- ✓ Identificación del potencial de cada pozo, a través de la evaluación de áreas de drenaje.

- ✓ Identificación de áreas no drenadas para la elaboración de propuesta de perforación de pozos nuevos.
- ✓ Elaboración de un cronograma de desarrollo del campo.
- ✓ Evaluación económica del plan de desarrollo propuesto.

1. Generalidades del campo Caño Rondón

1.1. Localización geográfica

El campo Caño Rondón se encuentra ubicado al Oriente de Colombia, en la cuenca de los Llanos Orientales, la cual está limitada al Norte por el río Arauca, al oriente por el escudo de la Guyana, al occidente por las fallas de la Cordillera Oriental y al sur por la Serranía de la Macarena. El área comercial del contrato Rondón se encuentra al norte de la cuenca, en el departamento de Arauca. (Figura 1)

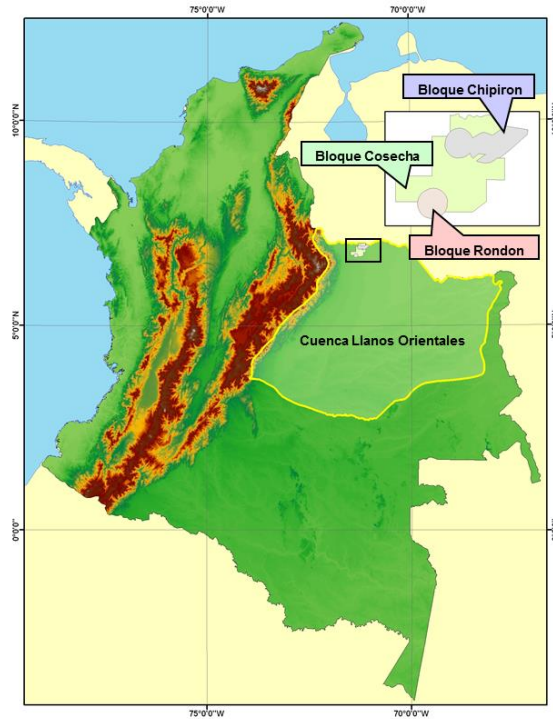


Figura 1. Localización del área de estudio.

Nota. Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

Geográficamente el contrato Rondón se encuentra ubicado en el departamento de Arauca. El área productiva de este sector comprende dos campos petrolíferos, siendo uno de ellos el campo Caño Rondón el cual es el campo de interés para el presente trabajo. (Figura 2).

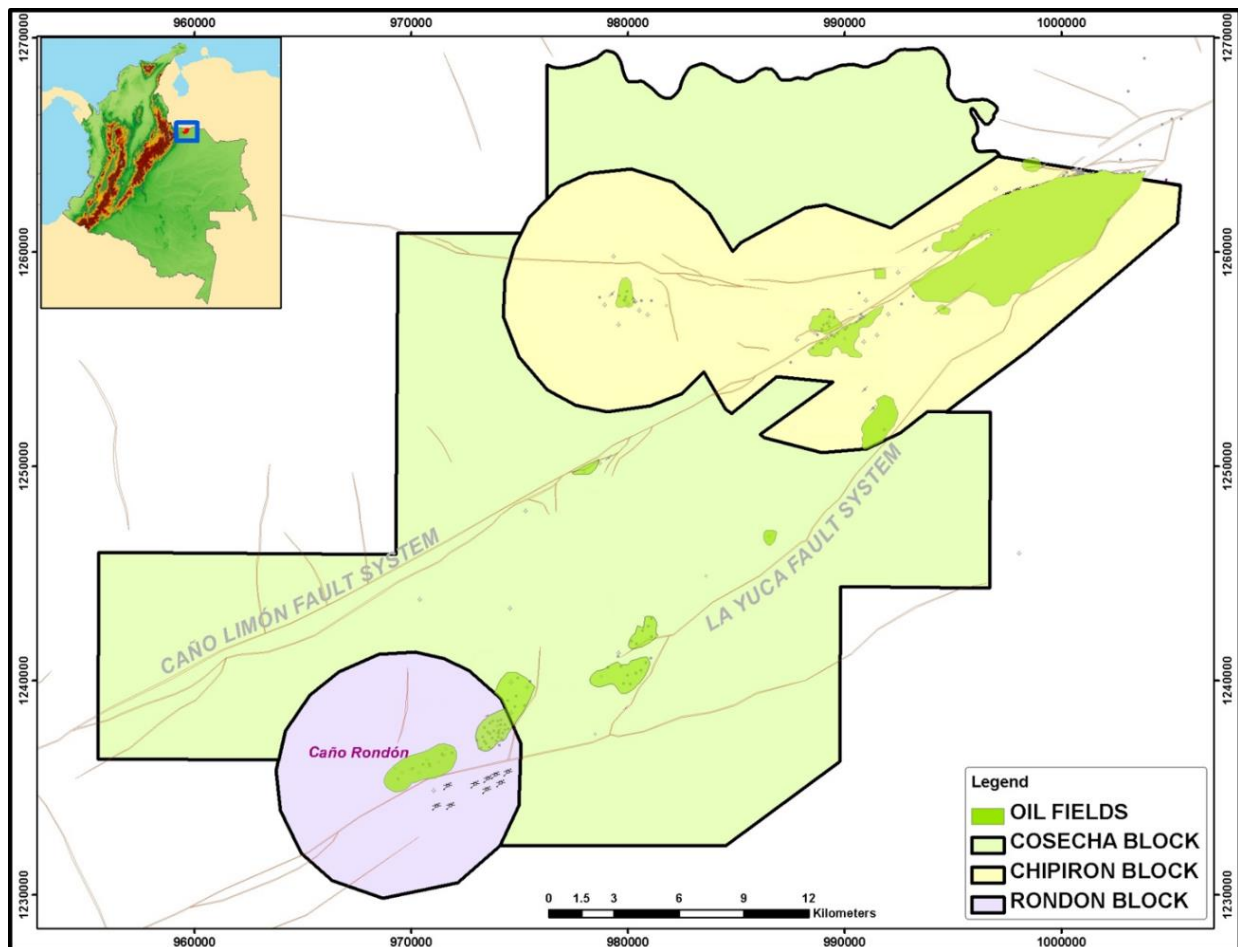


Figura 2. Ubicación del campo Caño Rondón

Nota. Modificado de Occidental de Colombia, LLC.

1.2. Antecedentes históricos

El Campo Caño Rondón pertenece al Contrato de Asociación Rondón firmado con Ecopetrol a mediados de 1980. El campo fue descubierto con un pozo exploratorio en el año 1985 por Occidental de Colombia Inc y Shell Internacional, probando acumulaciones de hidrocarburos en las unidades del Cretácico, en una trampa de tipo estructural. Posterior al descubrimiento, se presentó una solicitud formal de comercialidad a Ecopetrol, la cual en su momento no fue aprobada pues consideró que los yacimientos petrolíferos descubiertos no eran comercialmente explotables. Debido a razones de fuerza mayor, el pozo descubridor estuvo cerrado hasta el año 2006. Desde su puesta en producción, el pozo operó bajo la modalidad de sólo riesgo hasta el 2007, año en el que Ecopetrol entra a participar en la operación y junto con la compañía operadora inician un programa de perforación en el área del contrato que incluyó un pozo para el campo Caño Rondón, sin embargo, los resultados de producción fueron desalentadores.

Tres años después, en 2010, se realizó la perforación de un pozo exploratorio en otro sector del contrato Rondón y con los resultados encontrados en los registros del pozo y estudios adicionales realizados, se evidenció que se encontraba más alto estructuralmente que los dos primeros pozos del campo Caño Rondón, pero correspondía a la misma estructura. Gracias a este descubrimiento, se inició un programa de desarrollo del campo perforando 2 pozos en 2011, 4 en 2012, 9 en 2013, 2 en 2014, 1 en 2015 y 1 en 2017, para un total de 22 pozos, evidenciando la acumulación de hidrocarburos en diferentes unidades terciarias (Carbonera Superior, Carbonera Inferior) y Cretácicas (K2 y K3). Sin embargo, la mayoría de pozos (82%) producen de las unidades del Cretácico.

1.3. Geología estructural

El campo Caño Rondón del contrato de Asociación Rondón, está localizado en la parte norte de la cuenca de los Llanos. El área está caracterizada por la presencia de un sistema de fallas transcurrentes de orientación noreste-suroeste denominadas fallas de Matanegra, Caño Limón y La Yuca (Figura 3), las cuales son de carácter sellante en la mayoría de su extensión (Villa, 2001).

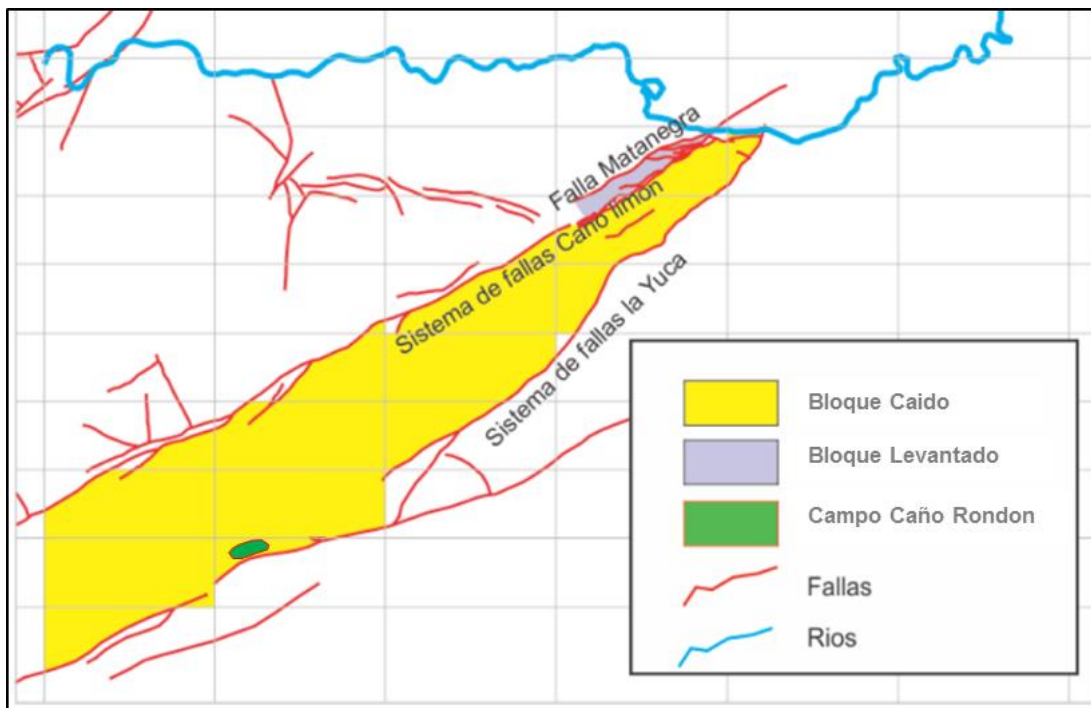


Figura 3. Principales fallas del campo Caño Limón.

Nota. Tomado de “Evaluación del agua de producción en Llanos Norte y sus implicaciones en la interpretación petrofísica” de Díaz, C., 2012, Bucaramanga.

Se ha interpretado que estas fallas son el resultado de la reactivación durante los tiempos Cretáceo y Terciario de fallas normales pre-Cretáceas. El desplazamiento horizontal dio lugar a la deformación del área y al desarrollo de pliegues de arrastre, en los cuales están ubicados los campos de Caño Limón, La Yuca, Caño Rondón entre otros. El petróleo generado en los depocentros situados hacia el oeste de la cuenca migró horizontalmente a través de los estratos y subsecuentemente hacia arriba por los planos de las fallas transcurrentes hasta entramparse en los pliegues de arrastre (Diaz, 2012).

La trampa del campo Caño Rondón es de tipo estructural y consiste en un pliegue anticlinal con cierre propio en las cuatro direcciones asociado a la falla transcurrente de La Yuca. Aunque el campo está limitado hacia el sureste por la falla La Yuca, esta falla no hace parte del cierre de la estructura. El petróleo ha sido entrampado en el ápice de la estructura de los diferentes niveles arenosos. En algunas de las unidades no se ha determinado un contacto (Corrales, 2006).

1.4. Estratigrafía

La cuenca tipo foreland de los Llanos Orientales, está limitada por el sistema de fallas del borde llanero al oeste y el cratón al este. Las rocas del cretácico superior, paleógeno y neógeno reposan en contacto discordante sobre las rocas del paleozoico. Esta secuencia tiene una forma de cuña adelgazándose hacia el cratón, siendo más evidente en la secuencia del Mioceno reciente que registra el levantamiento más fuerte de la Cordillera Oriental de Colombia (Gabela, 1985). Las edades de las formaciones perforadas se extienden desde el Pre-Cretácico hasta el reciente (Figura 4). La estratigrafía local del área del campo Caño Rondón es similar a la observada en los campos

Caño Limón, La Yuca y Caño Yarumal. Estos campos están localizados aproximadamente a 35 Km al noroeste del campo Caño Rondón.

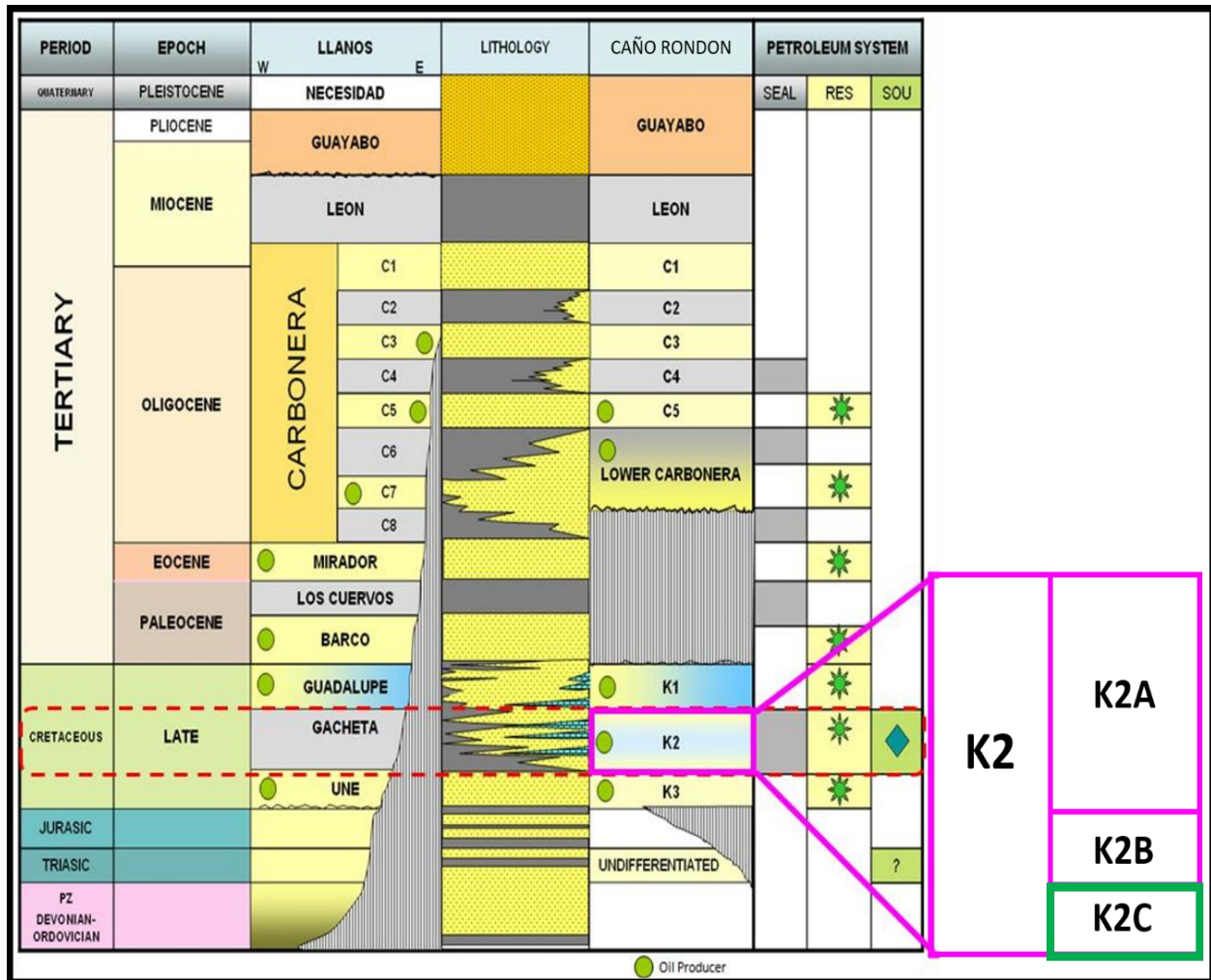


Figura 4. Columna Estratigráfica para el campo Caño Rondón. Unidad de interés K2C.

Nota. Modificado de “Recognition and Causes of low resistivity pay zones in Cretaceous Clastic Reservoirs: A case Study from an oilfield in Northern Llanos Basin, Colombia” de Becerra et al. 2012, SPWLA 53rd Annual Logging Symposium.

1.4.1. Mesozoico. En el área de estudio se reconocen tres unidades de interés depositadas durante el Mesozoico: Unidad K3, Unidad K2 y Unidad K1:

- ✓ Unidad K3. Corresponde a la base de la secuencia y se encuentra depositada inconformemente sobre rocas pre-cretáceas o del basamento. Consiste de areniscas macizas de facies fluviales intercaladas con algunas capas de lutitas y limolitas carbonosas. Es equivalente con las formaciones Caballos, Aguardiente, Une y Ubaque (Gabela, 1985). Su espesor varía entre 150 y 300 pies.

- ✓ Unidad K2. Es la unidad de estudio de este proyecto. Está dividida en diferentes niveles operacionales separados según sus características en K2A, K2B y K2C. Estas unidades son caracterizadas por presentar paquetes arenosos, divididos por capas de lodolitas. La unidad K2A se caracteriza por poseer arenas depositadas en frente de playa en la base y con acción mareal hacia el tope. La unidad K2B está constituida por cuerpos más pequeños intercalados con bioesparitas arenosas definidas claramente por su respuesta en los registros microresistivos. La unidad K2C se compone de capas de areniscas lateralmente continuas, con algunas apariciones de arcillolitas rojizas y calizas lateralmente discontinuas. Se asume un ambiente deposicional de frente de playa inferior. En general la unidad K2 muestra un patrón progradacional. El tope de la unidad se caracteriza por bioturbación, lo que evidencia baja tasa de aporte.

- ✓ Unidad K1. Está constituida por lutitas intercaladas con arenas de grano fino a muy fino y tiene un espesor aproximado de 250 pies. En esta unidad se determinaron asociaciones faciales correspondientes a depósitos de plataforma marina. La parte superior de esta unidad constituye

parasecuencias de carácter agradacional. Es correlacionable con el grupo Guadalupe, presente al occidente de la cuenca de los Llanos (Molina, 1991).

1.4.2. Cenozoico. Se reconocen cuatro unidades depositadas durante el Cenozoico las cuales son descritas brevemente así:

- ✓ Paleógeno. Formación Carbonera Inferior (Eoceno Tardío – Oligoceno). Dividido en cuatro niveles: M1, M2, M3, M4 separados por un shale de carácter regional denominado Guafita Shale y que constituye una barrera de flujo vertical. Este paquete se ha interpretado como una secuencia de depósitos deltaicos dominados por ríos (Molina, 1991), que abarca subambientes de canales distributarios hasta llanuras de inundación. Las areniscas presentan tamaños de arena media hasta conglomerático y constituyen las dos terceras partes de la unidad. Su espesor aproximado es de 260 pies.

- ✓ Paleógeno-Neógeno. Formación Carbonera Superior (Oligoceno Temprano – Mioceno Medio). Esta formación se le relaciona un ambiente de sedimentación deltaico inferior a superior, con cuerpos arenosos aislados, de poca conectividad (Molina, 1991). Se ha dividido en cinco intervalos que son continuos a lo ancho de la cuenca C1, C2, C3, C4, C5; pero las arenas de canales se presentan como discontinuas. De estos cinco intervalos solo es productivo el C5. El espesor promedio de este paquete es de 1500 pies.

- ✓ Neógeno. Formación León (Mioceno Medio). Esta formación consiste de una secuencia arcillosa, con pequeñas interestratificaciones arenosas y carbonosas, color gris verdoso y café ocasionalmente micáceo. Se depositó en un ambiente marino transicional (Robertson Research, 1985). Formación Guayabo (Mioceno Superior – Plioceno). Se define como una secuencia de areniscas, lodolitas y arcillolitas interestratificadas. Las lodolitas son de colores gris, café, crema y rojo. Las areniscas son macizas y friables (Robertson Research, 1985). El ambiente de depositación de esta formación es fluvial continental. Posee un espesor aproximado de 5000 pies.

- ✓ Cuaternario. Está representado por sedimentos aluviales y terrazas bien desarrolladas, con predominancia de gravas no consolidadas con espesores variables (Robertson Research, 1985).

1.5. Descripción del yacimiento y los fluidos

Los campos de la cuenta de los Llanos Orientales ubicados en el área estudio son yacimientos de aceite negro, cuya energía está constituida por un empuje de agua o acuífero activo que le da soporte y mantenimiento de presión durante la producción. Se caracterizan por ser yacimientos con alta heterogeneidad en donde no existe una arena productora continua; por el contrario, se tiene una distribución en canales discontinuos que hacen más compleja su explotación.

El campo Caño Rondón tiene identificadas acumulaciones de hidrocarburo en la Formación Carbonera Superior (Nivel C5), en la Formación Carbonera Inferior (Niveles M1, M2) y en la secuencia Cretácea (Niveles K2, K3). Cada una de ellos, presenta contactos agua-aceite a diferente

profundidad, y el soporte de presión proviene de un acuífero activo. Gracias a este empuje hidráulico, las formaciones productoras se encuentran a una presión mayor a la presión de saturación, por lo que en el yacimiento solo se encuentran presentes los fluidos petróleo y agua. Las propiedades petrofísicas del yacimiento, lo catalogan como de alta calidad, pues presentan valores de porosidad mayores al 20% y permeabilidades alrededor de 500 mD, con un contenido de arcilla relativamente bajo y una saturación de aceite inicial de cerca del 25%.

Las tablas 1 y 2 resumen las principales propiedades de los fluidos y del yacimiento, respectivamente.

Tabla 1.

Características de los fluidos del campo Caño Rondón

Características de los fluidos	
Tipo de Aceite	Liviano
API	29 – 40°
Presión Punto de Burbuja	200 -1,000 psi
Factor Volumétrico de Formación Aceite	1.08 – 1.62 RB/STB
Relación Gas-Aceite	20 – 800 SCF/STB
Viscosidad del Aceite	1.2 cp
Viscosidad del Agua	0.3 cp
Salinidad del Agua	3,000 ppm NaCl Eq

Nota. Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

Tabla 2.*Características del yacimiento del campo Caño Rondón*

Características del yacimiento	
Yacimiento	Carbonera Superior, Carbonera Inferior y Cretáceo
Tipo de trampa	Combinada (Estructural, Estratigráfica)
Litología	Arenisca
Mecanismo Primario	Acuífero Activo
Mecanismo Secundario	No aplica
Profundidad promedio	9,000 pies
Espesor total promedio	230 pies
Net pay total promedio	70 pies
Temperatura del yacimiento	210°F
Presión Inicial	3,200 – 4,100 psi
Presión Actual	2,400 – 4,100 psi
Saturación de agua inicial	25%
Saturación de agua actual	50%
Aceite Residual	30%
Angulo de buzamiento	0-6°
Porosidad promedio	20%
Permeabilidad promedio	500 mD
OOIP	~ 30 Millones STB
Factor de Recobro Actual	~ 40%

Nota. Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

1.6. Estado actual

Actualmente, en el campo Caño Rondón existen 22 pozos perforados como productores; de los cuales, 13 se encuentran activos y 9 se encuentran suspendidos debido a que su última tasa de producción de aceite no es económica o tienen problemas operacionales para su funcionamiento.

La producción diaria de crudo del campo asciende a los 3,000 barriles de aceite en promedio, con una producción aproximada de 43,000 barriles de agua por día, para un promedio en corte de agua de 93%. La figura 5 muestra la historia de producción del campo.

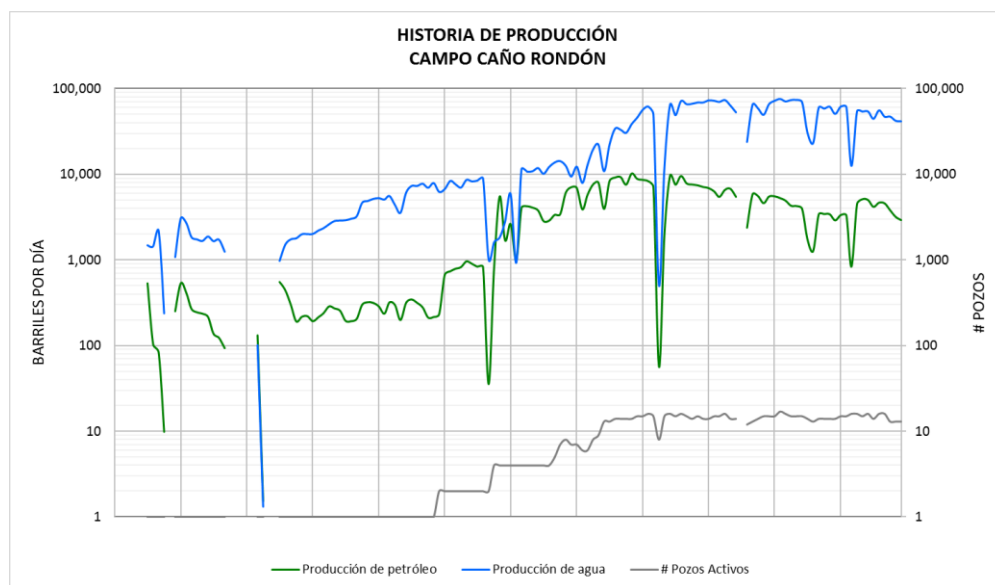


Figura 5. Historia de producción del campo Caño Rondón.

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

Para su tratamiento se cuenta con una facilidad de producción denominada CPF1 (Facilidad de producción de Caricare), en la cual también llega la producción de los demás campos del contrato

Rondón y Cosecha. Sin embargo, esta facilidad tiene una restricción para el manejo de agua y solo puede tratar aproximadamente 210,000 barriles de agua al día. Debido a esta limitación, es necesario producir los pozos con el menor corte de agua posible, pues aquellos que tienen corte de agua muy alto (>97%) no pueden ser tratados y, por lo tanto, el pozo tiene que ser apagado o suspendido. El crudo tratado es transportado por el oleoducto Caricare-Caño Limón y posteriormente Caño Limón-Coveñas.

En el campo, ninguno de los pozos fluye de forma natural. Basados en diferentes estudios, se determinó que el levantamiento con bombeo electro sumergible (ESP) es el método más adecuado de producción, principalmente por las altas profundidades de las formaciones productoras, los altos caudales de producción, los altos cortes de agua y por temas de seguridad en el sector que no permiten la instalación de Bombeo Mecánico.

2. Estudio integrado para el análisis de un nuevo yacimiento en el campo Caño Rondón

En este capítulo se encuentra documentado el estudio realizado que llevo al descubrimiento de una nueva arena productora en la unidad Cretácica K2C en el campo Caño Rondón cuenca de los Llanos Orientales. A partir de los resultados de producción obtenidos en un pozo de petróleo e información de ingeniería existente en el área, se pretende realizar un estudio integrado de este nuevo yacimiento, con el fin de verificar el modelo petrofísico de la unidad K2C y de esta manera evaluar oportunidades adicionales en el campo Caño Rondón.

En los últimos años, se ha realizado un trabajo minucioso encaminado al entendimiento detallado de la estratigrafía del campo Caño Rondón, lo anterior junto con el análisis de los conceptos básicos del sistema petrolífero ha permitido establecer cómo y dónde se pudo acumular el hidrocarburo en los reservorios cretáceos de este campo.

En el área de Llanos Norte, incluido el campo Caño Rondón, históricamente el desarrollo se ha focalizado en las arenas de buena calidad con grandes espesores, bajos contenido de arcillas, altas porosidades y permeabilidades. Estas unidades son fácilmente identificables por sus altas resistividades medidas con registros eléctricos y cuentan con un buen cubrimiento de información de núcleos de roca adquiridos durante las perforaciones, adicionalmente es común encontrar información de pruebas de presión, pruebas de producción, registros especiales, mapeo sísmico, etc. Sin embargo, aunque la contribución histórica de estos reservorios principales ha sido notable, en los años recientes con los campos en pleno declive, el reto ha virado hacia la identificación de oportunidades en yacimientos de menores calidades, que puedan incrementar las reservas y extender la vida de producción de estos campos maduros.

En el caso del campo Caño Rondón, la producción acumulada asociada a las diferentes unidades productoras de edad Cretácica es cercana a 10 millones de barriles de petróleo, que corresponde aproximadamente a un 50% de factor de recobro. Este alto valor implica, que las reservas remanentes asociadas a estas unidades son bastante bajas, siendo necesario incrementarlas si se desea ampliar la vida útil del campo. Con este objetivo, se realizó un estudio detallado de geología de todas las unidades productoras y no productoras del Cretáceo, siguiendo el flujo de trabajo que se resume en la figura 6.



Figura 6. Estudio integrado del campo Caño Rondón.

2.1. Entendimiento del sistema petrolífero

Este ítem abarca el entendimiento del sistema petrolífero que se tiene definido en el campo Caño Rondón. El término sistema petrolífero hace referencia a los elementos y procesos interdependientes que contribuyen a formar una unidad funcional que genera acumulaciones de hidrocarburos (Magoon & Dow, 1994).

Los elementos constitutivos del sistema petrolífero son: roca generadora, roca reservorio, roca sello y trampa, mientras que los procesos son generación, migración, formación de la trampa y preservación/alteración. Partiendo del conocimiento que establece regionalmente a la Formación Gachetá como roca generadora para los crudos de la parte norte de la cuenca de los llanos, y que la migración ocurrió de Oeste a Este desde las cercanías de la cordillera Oriental donde la Formación Gacheta cuenta con las condiciones composicionales, de presión y de temperatura

apropiadas para la expulsión de hidrocarburos, el problema a resolver en la búsqueda de nuevas oportunidades se puede enfocar en la existencia de trampas que estuvieran ya formadas cuando los pulsos de migración de hidrocarburos tuvieron lugar.

Las trampas son el producto de interacción de muchos elementos y procesos geológicos. Las posibles combinaciones de elementos y procesos geológicos hacen de cada trampa una estructura única. La mayoría de los geólogos del petróleo clasifican las trampas de acuerdo al esquema propuesto por Levorsen (Levorsen & Berry, 1967). El esquema de Levorsen divide las trampas en tres grupos básicos: estructurales, estratigráficas y combinadas, siendo este último tipo el que se asocia a la unidad K2C en el campo Caño Rondón.

La unidad K2C corresponde a una secuencia de rocas sedimentarias con un espesor promedio de 80 pies. Al tope de la unidad las capas de arcilla son de espesores bajos mientras que a la base se encuentran en mayor proporción y con una buena continuidad, por su parte las capas de areniscas son lateralmente continuas y localmente pueden presentar un alto contenido calcáreo. Principalmente fue por la escasa presencia de roca sello al tope de esta unidad, que en un principio se descartó el potencial de las rocas de calidad reservorio como posibles productoras de hidrocarburo.

Antes de este estudio, se creía que los sellos y los reservorios que se encontraban en las diferentes unidades del cretáceo eran homogéneos y continuos, y que, además, sólo existían dos yacimientos (las unidades K2 y K3), cada uno con diferentes contactos agua-aceite. Sin embargo, gracias a la estratigrafía detallada, la cual será explicada en el siguiente punto, se evidenció que

además de los dos sellos principales al tope de las unidades K2 y K3, se distinguen otros sellos de menor espesor en medio del yacimiento los cuales son continuos y efectivos, y que permiten la acumulación de hidrocarburos como es el caso de la unidad K2C (ver figura 7).

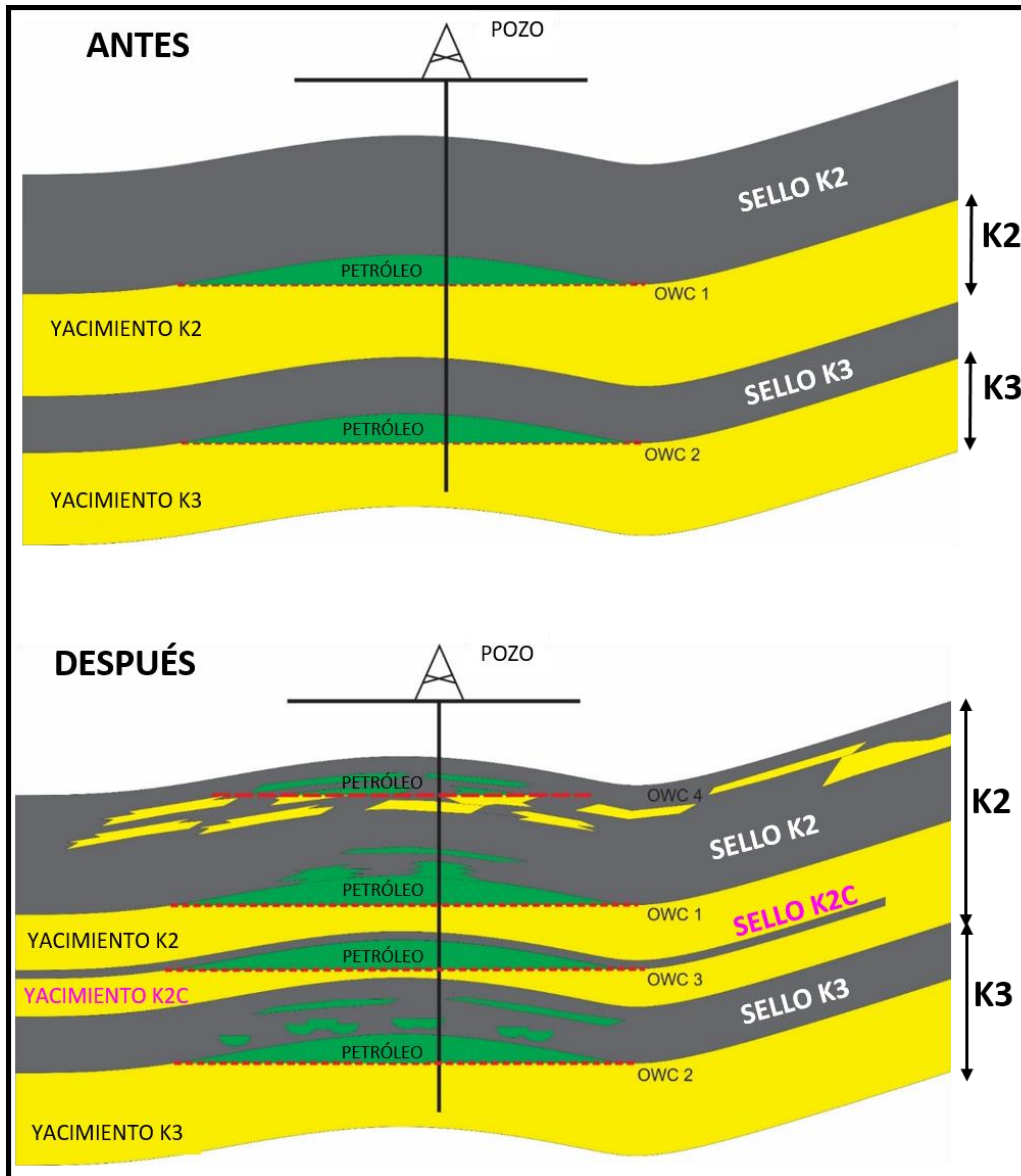


Figura 7. Entendimiento del campo Caño Rondón.

Nota. Modificado de notas de trabajo inédito de Díaz, C. 2017. Occidental de Colombia, LLC.

2.2. Estratigrafía detallada

Afortunadamente en el campo Caño Rondón, todos los pozos cuentan con registros básicos de hueco abierto, principalmente potencial espontáneo, rayos gamma, resistivos y algunos de ellos, tienen densidad, neutrón y sónico. Tomando esta información, se realizaron correlaciones para las unidades cretáceas siguiendo el procedimiento descrito a continuación:

- ✓ Selección de Datum. Se seleccionó un datum de referencia, es decir, un nivel o un evento que existiera en todos los pozos del campo y que fuera fácilmente trazable. Para este caso, se determinó que el datum sería una arcilla que se encuentra al tope de la unidad K2C, que en general tiene un espesor aproximado de 15 pies.
- ✓ Correlaciones y estratigrafía detallada. Se ubican todos los registros de los pozos referenciados al datum definido y a partir de allí, se inicia el proceso de correlación estratigráfica detallada que implica identificación de facies, seguimiento de unidades, verificación con información de núcleos disponibles, datos de producción, datos de presiones, registros de hueco entubado y todos los datos adicionales que puedan aportar información que contribuya a la definición de límites estratigráficos e hidráulicos. Este proceso permitió identificar claramente la continuidad de las arcillas, arenas limpias, arenas arcillosas, depósitos canales distributarios, canales aislados, entre otros.
- ✓ Verificación Estructural. Una vez se hayan definido los topes de las diferentes formaciones, se procede a deformar o devolver el datum a su profundidad real (TVDSS). Este proceso permite

hallar contactos agua-petróleo e identifica los pozos con las zonas más altas estructuralmente, permitiendo localizar las zonas más prospectivas para abrir en cada pozo.

En la figura 8 se puede observar el mapa estructural del campo Caño Rondón con la ubicación de sus pozos y la línea de correlación realizada para la unidad K2C. En la figura 9 se ejemplifican los tres pasos descritos en la metodología de correlación, ubicando los pozos desde A hasta A' como se muestra en el mapa estructural. La figura 9.a corresponde a los registros de hueco abierto horizontalizados al datum de referencia. La figura 9.b muestra esquemáticamente los diferentes tipos de facies identificados en el estudio de la estratigrafía detallada. En la figura 9.c se pueden evidenciar los cambios estructurales que tiene cada pozo y se define un posible contacto agua-aceite para la unidad K2C.

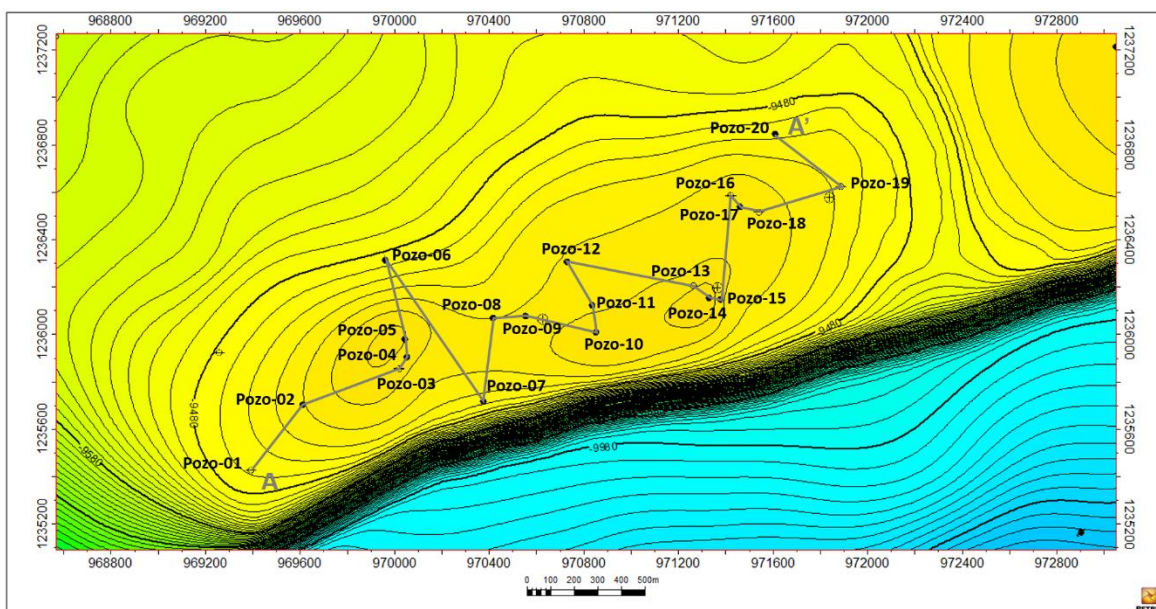


Figura 8. Mapa Estructural Campo Caño Rondón

Nota. Modificado de notas de trabajo inédito de Díaz, C. 2017. Occidental de Colombia, LLC.

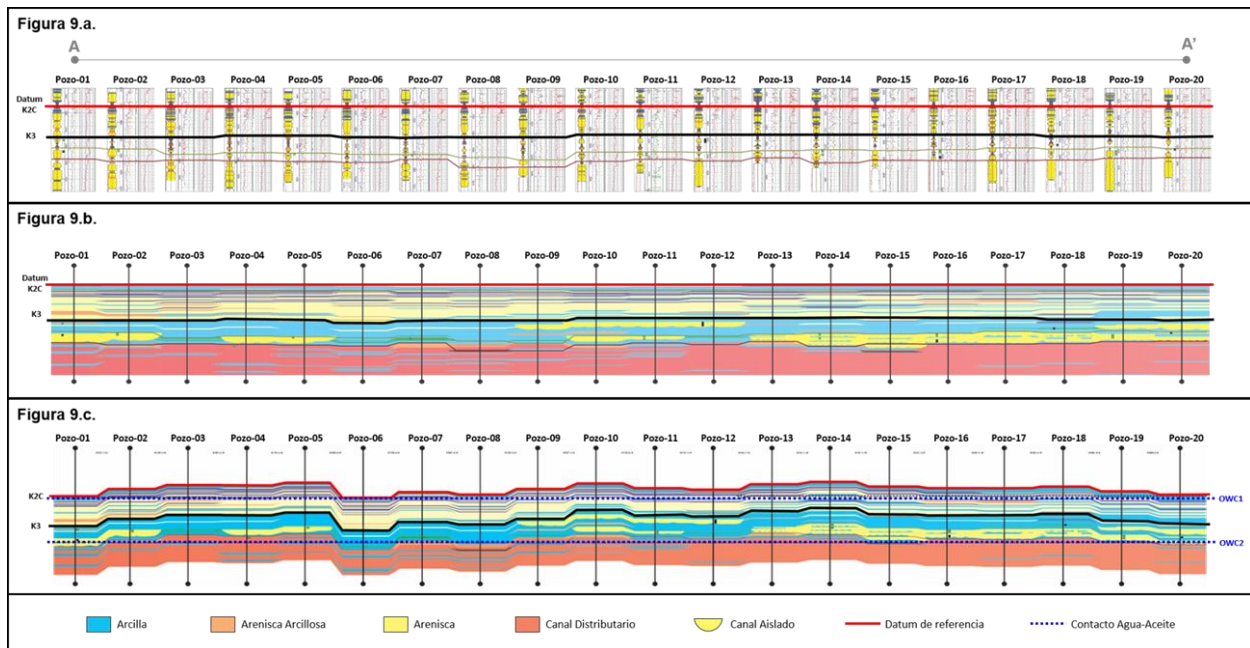


Figura 9. Estratigrafía detallada del campo Caño Rondón

Nota. Modificado de notas de trabajo inédito de Díaz, C. 2017. Occidental de Colombia, LLC

2.3. Información de corazones

En el campo Caño Rondón solo existe un pozo corazonado (Pozo-05) en la secuencia cretácica. Afortunadamente, aunque el objetivo principal era la unidad K3, el tope de este corazón corresponde a la base de la arena de la unidad K2C y la arcilla que es el sello efectivo de la unidad K3.

En la figura 10, se tiene, en la parte izquierda los registros de hueco abierto del pozo corazonado y en la parte derecha las fotografías de los corazones en luz blanca y ultravioleta. La zona resaltada en verde pertenece a la base de la arcilla que corresponde a una zona sin saturación de

hidrocarburos como se observa en la fotografía de luz ultravioleta. Más arriba en el corazón en la sección que corresponde al cuadrado naranja, se alcanza a evidenciar una arena muy delgada en medio de un intervalo arcilloso (deflecta levemente el potencial espontáneo) con una fluorescencia asociada a la presencia de hidrocarburo. Con esta evidencia, se pudo inferir que, durante el proceso de migración, el petróleo encontró paso a través del intervalo arcilloso inmediatamente debajo de la arena delgada y se entrampó en este nivel estratigráfico. Esto sugiere que todas las arenas que se encuentran en medio de los intervalos sello tienen la posibilidad de estar saturadas de petróleo. Siguiendo con la sección de corazón del cuadro azul, se tiene el límite superior de la arcilla que corresponde al sello de la unidad K3 y revisando en detalle el tope de este intervalo que corresponde a una arena, se observa débil fluorescencia en forma de pequeñas manchas, lo que es indicio del paso de hidrocarburo que tuvo que haberse entrampado en un nivel superior donde encuentre un sello efectivo. Seguido de esto, se encuentra el intervalo más somero corazonado en el que se puede observar una arena completamente saturada de agua. Esta arena correspondería a la unidad K2C.

Desafortunadamente, no existe corazón en el tope de la unidad K2C y, por lo tanto, no se tiene certeza del límite de la acumulación de hidrocarburo, sin embargo, con la evidencia de las manchas de petróleo hacia la base de esta unidad (mostrada en el corazón), y con el estudio detallado de la estratigrafía de las unidades del cretáceo, se propuso realizar una prueba de producción en un pozo existente (Pozo-04) con el fin de abrir la unidad K2C y verificar la existencia de petróleo.

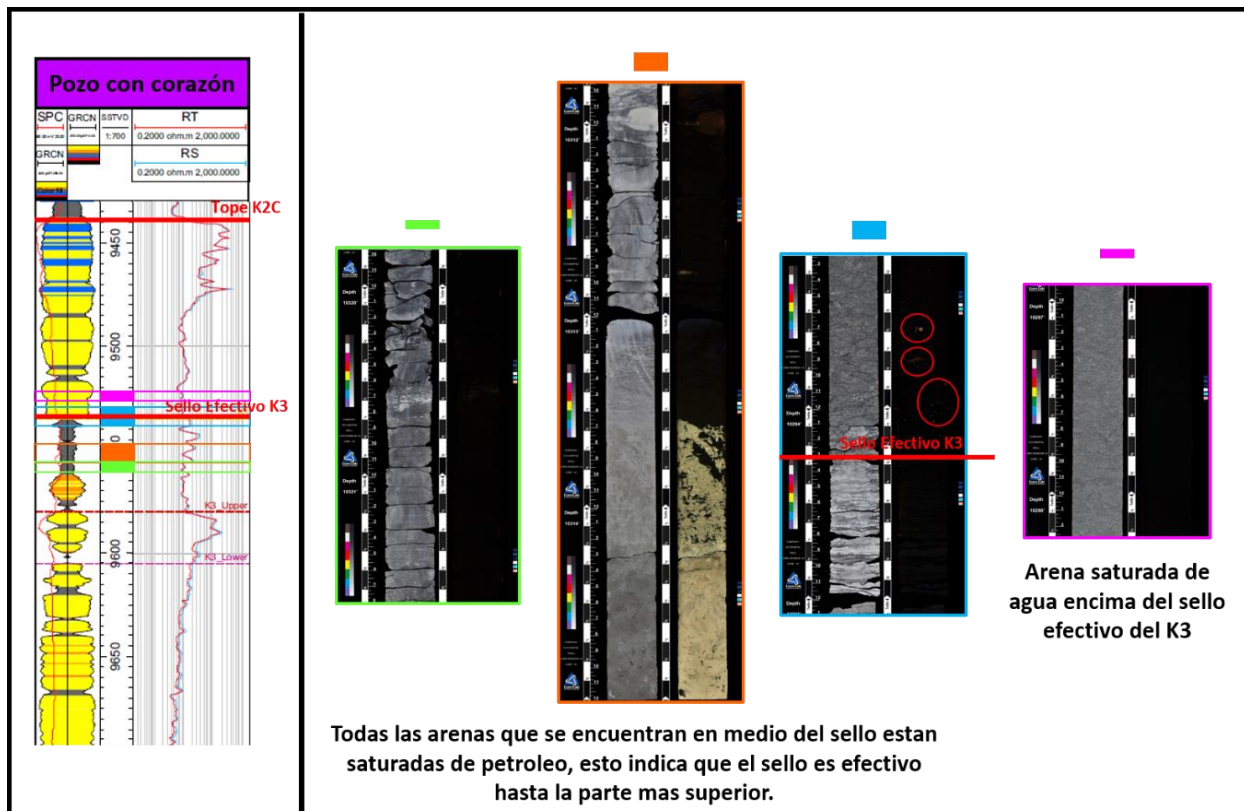


Figura 10. Corazón del Pozo-05 en el campo Caño Rondón

Nota. Modificado de notas de trabajo inédito de Díaz, C. 2017. Occidental de Colombia, LLC.

2.4. Prueba de producción

A partir del estudio realizado y para verificar la existencia de petróleo en la unidad K2C, la cual nunca se había abierto en el campo Caño Rondón y en la que, según en la interpretación petrofísica no correspondía a una zona de petróleo, se decide realizar una prueba de producción en un pozo existente (Pozo-04) el cual está ubicado estructuralmente en una posición favorable para la acumulación de hidrocarburo. El intervalo cañoneado es de 23 pies al tope de la arena, con el fin de estar lo más lejos del contacto agua-aceite estimado (ver figura 11).

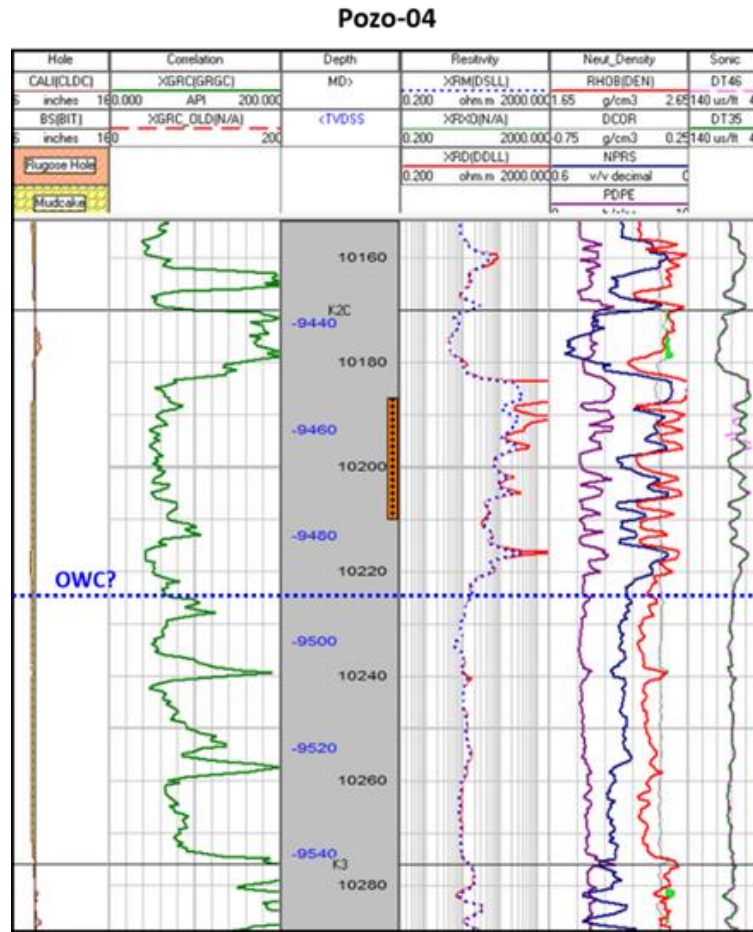


Figura 11. Intervalo abierto para prueba de producción en el Pozo-04

Nota. Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

El pozo tuvo una producción inicial estabilizada de 1,000 barriles de petróleo por día con un pico máximo de 2,000 barriles, siendo la producción inicial de agua menor a 100 barriles por día. Estos resultados comprobaron la existencia de un yacimiento al nivel del K2C que se encuentra en condiciones originales, y que no había sido identificado con los estudios básicos convencionales realizados en el campo Caño Rondón. Los resultados de producción se muestran en la figura 12.

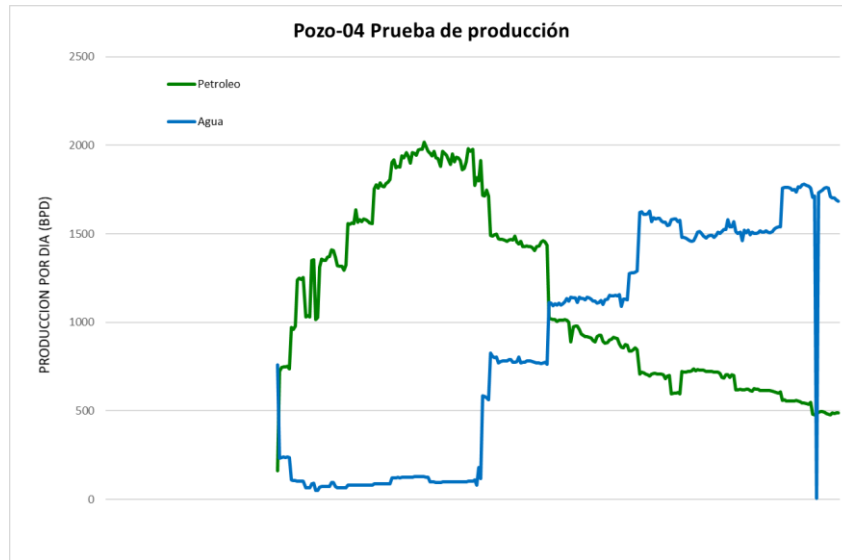


Figura 12. Resultados de producción en el Pozo-04

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

2.5. Interpretación petrofísica

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

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

2.5.1. Modelo de arcillosidad. Para el campo Caño Rondón, el principal método utilizado para el cálculo de volumen de arcilla es el de rayos gamma. Sin embargo, no es el único que se utiliza puesto que se ha evidenciado que, en algunas ocasiones este registro no es un buen indicador de arcillosidad, ya que la sobreestima en presencia de ortoclastos y la subestima en presencia de arcillas poco radioactivas como caolinita, clorita y glauconita. Por esta razón, el volumen de arcilla es calculado utilizando una combinación de varios métodos, principalmente los cross plots de densidad-neutrón areniscas vs calizas vs dolomitas (ver figura 13) y que combinado con el registro de rayos gamma (GR), ayuda a identificar intervalos con y sin minerales radioactivos.

El volumen de arcilla (VCL) se obtiene con el fin de sustraer el agua contenida en las arcillas (CBW), asumiendo CBL y CBW equivalentes y de esta manera obtener curvas de porosidad efectiva.

La unidad K2 presenta unas intercalaciones de calizas en medio de las arenas, lo cual implica que se debe tener muy bien calibrado el cálculo de arcillosidad. En esta zona, los rayos gamma no responden al efecto generado por estas calizas. En algunos de los pozos, se tomaron registros de rayos gamma espectral evidenciando que el contenido de uranio en esta unidad era importante y gracias a ello, se comprobó que para la unidad del K2C, el cálculo de arcillosidad no sólo debía

realizarse a través de los rayos gamma, sino que además debería ser una combinación con los cross plots de densidad-neutron, puesto que estos registros si responden efectivamente al contenido de las calizas, teniendo valores de densidad altos y valores de neutrón muy bajos.

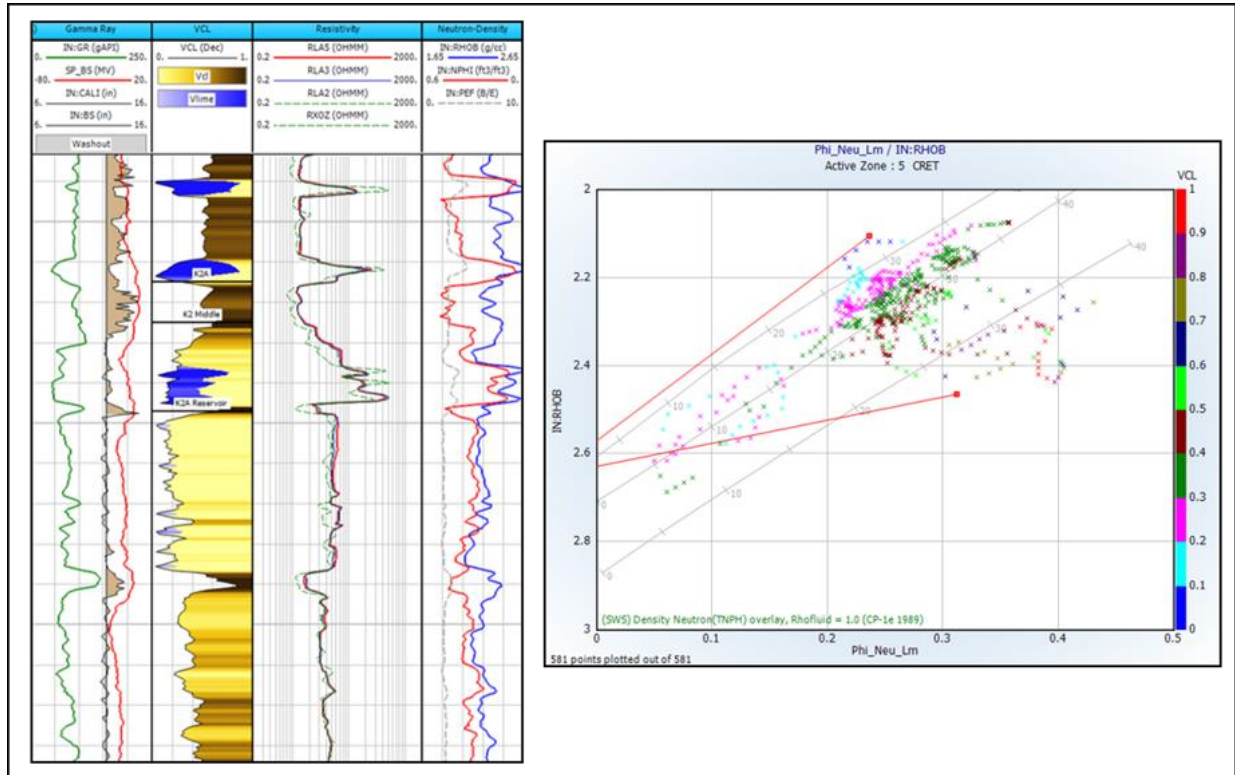


Figura 13. Cálculo de volumen de arcilla usando cross plot densidad-neutron.

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

Gracias varios estudios realizados desde el 2012, en donde se definieron tipos de roca, facies y ambientes de depósito y se adquirieron registros de rayos gamma espectral y análisis de la composición mineralógica de la unidad K2, el modelo de arcillosidad se encuentra muy bien ajustado con respecto a los resultados de productividad de los pozos y núcleos existentes.

2.5.2. Modelo de porosidad. Para el cálculo de porosidad se utilizan métodos directos (mediciones en núcleos) y métodos indirectos (registros eléctricos). Los registros de densidad, neutrón, y sónico son los convencionalmente adquiridos con el fin de estimar la porosidad del yacimiento. Adicionalmente, el modelo se calibra con datos existentes de pozos perforados en los diferentes campos donde se tiene evidencia de producción y la información de núcleos de roca. En la mayoría de los casos, el cálculo de porosidad corresponde a una combinación de los registros densidad y neutrón, pues estos están disponibles en la mayoría de los pozos. La porosidad total se calcula a partir de la siguiente ecuación (Crain, 2012):

$$\phi_T = \frac{\phi_{Densidad} + \phi_{Neutrón} \text{ "matriz caliza" }}{2}$$

Para computar la porosidad efectiva, finalmente se utiliza la siguiente ecuación:

$$\phi = \phi_T * (1 - Vcl)$$

donde:

ϕ = Porosidad efectiva de la roca

ϕ_T = Porosidad total de la roca

Vcl = Volumen de arcilla de la roca

El volumen de arcilla (Vcl) que se utiliza en la ecuación es el que se ha calculado en el modelo de arcillosidad descrito anteriormente.

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

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

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

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

donde:

R_t = Resistividad total o curva de resistividad

R_w = Resistividad del agua de formación

R_{cl} = Resistividad de la arcilla

\emptyset = Porosidad efectiva

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

Vcl = Volumen de arcilla

Sw = Saturación de agua

Debido a la forma en que se realiza el cálculo de saturación de agua en el campo Caño Rondón, es necesario dividir la interpretación por zonas, puesto que la resistividad del agua de formación varía dependiendo de la unidad donde se encuentre. La unidad K2C siempre ha sido interpretada separadamente de las otras unidades y antes de realizar la prueba de producción en el Pozo-04, los valores de saturación de agua asociados a esta unidad eran muy altos, razón por la cual, se consideraba no prospectiva para la producción económica de hidrocarburos, teniendo valores nulos de arena neta petrolífera (net pay), ver figura 14.

Teniendo resultados de producción en el Pozo-04 con 0% de corte de agua inicial y presiones originales, se comprobó la existencia de un nuevo yacimiento no producido al nivel del K2C, razón por la cual, la saturación de agua inicial debería tener valores mucho más bajos comparados con la interpretación petrofísica inicial. En búsqueda de un ajuste concordante con los resultados de la exitosa prueba de producción, se examinaron cada una de las variables utilizadas en el modelo de saturación usado (Indonesia), se revisó cuál era el origen de los parámetros de entrada y se determinaron sus incertidumbres. Ver tabla 3.

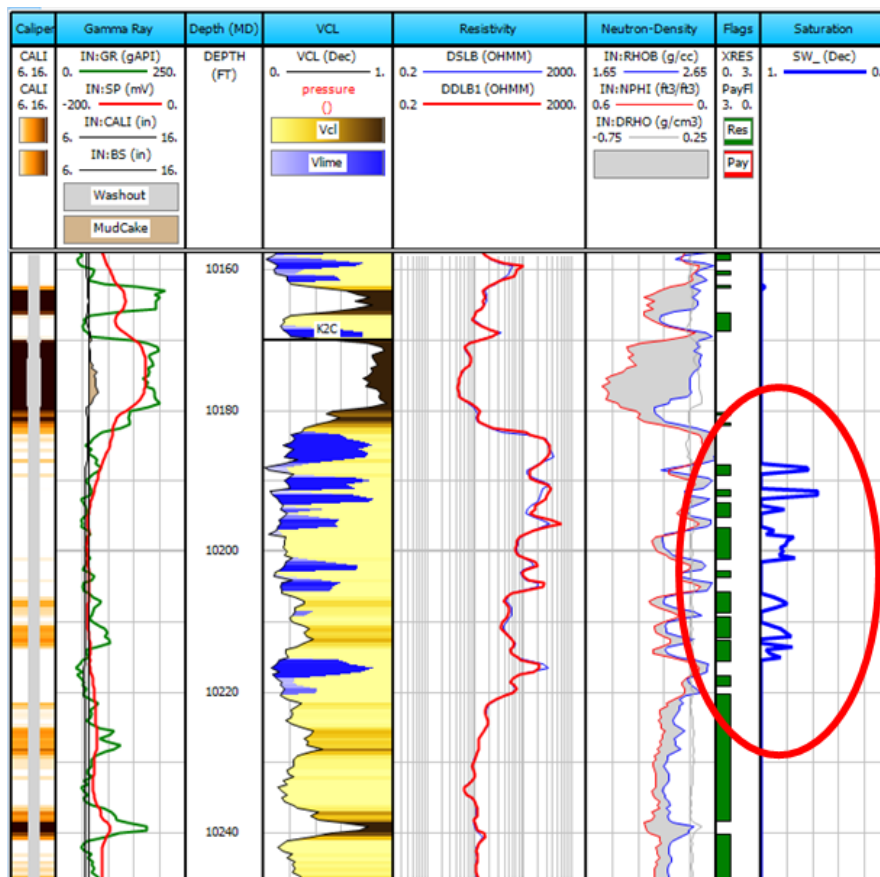


Figura 14. Interpretación petrofísica Pozo-04. Antes de realizar prueba de producción.

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

- ✓ Resistividad total (Rt). El valor proviene directamente del dato del registro de resistividad profunda tomado en cada pozo. De no encontrarse afectado por una severa invasión del lodo inducida durante la perforación, este valor corresponde a la respuesta de resistividad de la formación y fluidos del yacimiento.
- ✓ Resistividad agua de formación (Rw). El valor de Rw es uno de los parámetros de mayor variación, dado que el área se encuentra afectada por un acuífero activo de agua dulce de

resistividades de agua altas. El R_w utilizado en la interpretación petrofísica inicial para la formación K2C, se obtuvo combinando métodos empíricos de R_w , tales como: R_w -ratio y R_{wa} .

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

Tabla 3.

Parámetros ecuación Indonesia para el campo Caño Rondón.

Parámetro	Valor	Fuente
Resistividad total	Directo	Registros eléctricos (Resistividad profunda)
Resistividad agua de formación	5.57 ohm-m @ 75°F	Métodos empíricos de R_w
Resistividad arcilla	Directo	Registro eléctrico (Cualquier registro de resistividad)
Porosidad efectiva	Directo, Indirecto	Cálculo a partir de registros densidad-neutrón, sónico. Núcleos
Exponente cementación	1.94	Análisis de núcleo
Exponente saturación	1.98	Análisis de núcleo
Volumen arcilla	Indirecto	Cálculo a partir de registros GR y cross plot densidad-neutrón

Nota. Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

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

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

- ✓ Exponente de cementación (m) y exponente de saturación (n). Para la formación K2 se encuentran calibrados a partir de análisis de núcleo realizado en un pozo del sector, con valores de $m=1.94$ y $n=1.98$.

De acuerdo a este resumen, el parámetro con mayor incertidumbre en el cálculo de la saturación de hidrocarburos, está relacionado con la resistividad del agua de formación (R_w), ya que es un valor calculado a través de métodos empíricos tales como: R_w -ratio y R_{wa} . Una de las principales fuentes de incertidumbre del método de R_w -ratio es el factor de cementación (m) y la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}), porque algunas veces es poco medido y puede no ser representativo al momento de llevarlo a condiciones de fondo del pozo. Por otro lado, el método del R_{wa} considera tomar la información de una zona completamente limpia saturada 100% de agua, y en el caso de la unidad K2C, primero, existe la incertidumbre del contacto agua-petróleo, y segundo, no se tienen zonas totalmente limpias hacia la base de esta unidad, razón por la cual, si se emplean estos valores, tendrían una incertidumbre asociada a los datos de entrada generando posibles errores en el cálculo de R_w .

Por esta razón, se decidió realizar la estimación del valor de la resistividad del agua de formación (R_w) a partir del método del cálculo directo en el laboratorio a través del agua producida en el Pozo-04. Este método es uno de los más exactos para el conocimiento del R_w , puesto que se

usan muestras de agua de producción provenientes directamente de la unidad a evaluar. Sin embargo, estas muestras deben ser obtenidas antes de cualquier tratamiento químico y tiene que estar asociado a las primeras muestras de producción del pozo, para que de esta manera refleje el agua de formación y no estén influenciadas por el agua proveniente del acuífero.

En el Pozo-04 se tomaron dos muestras de agua de la unidad K2C y se realizó un análisis fisicoquímico en el laboratorio, obteniendo valores como se muestran en la tabla 4.

Tabla 4.

Análisis fisicoquímico agua de producción Pozo-04. Unidad K2C

Muestra	Temperatura (°C)	pH	Salinidad (partes x 1000)	Resistividad (ohm-m)
1	27.0	7.11	6.1	1.09
2	26.6	6.27	6.0	1.12

Nota. Tomado de Occidental de Colombia, LLC.

Estos valores de resistividad del agua fueron llevados a la temperatura de fondo con la siguiente ecuación (Boyer and Sadras):

$$R_2 = R_1 * \left(\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right)$$

donde:

R_2 = Resistividad de la solución a la temperatura final T_2 , ohm-m.

R_1 = Resistividad de la solución a la temperatura inicial T_1 , ohm-m.

T_2 = Temperatura final, °F

T_1 = Temperatura inicial, °F

Los resultados de los cálculos obtenidos se encuentran documentados en la tabla 5, en donde se observa que la resistividad del agua de formación a la temperatura del yacimiento es aproximadamente 0.4 ohm-m.

Tabla 5.

Cálculo del R_w a condiciones de yacimiento.

Muestra	T1 (°F)	R1 (ohm-m)	T2 (°F)	R2 (ohm-m)
1	80.6	1.09	236	0.39
2	79.9	1.12	236	0.40

Con el valor de R_w obtenido a partir del método directo, se decidió usarlo para el modelo de saturación del campo Caño Rondón para la unidad K2C. El resultado final, atribuye valores más confiables en la saturación de agua calculada para esta unidad, tal como se muestra en la figura 15 para el Pozo-04, en donde se pueden observar saturaciones iniciales de agua de cercanos al 20%.

Gracias a este ajuste en el modelo de saturación de agua para la unidad K2C, se logra identificar zonas petrolíferas que no han sido desarrolladas en el campo, para las cuales surge la necesidad de cuantificar el volumen de hidrocarburo y definir un programa de desarrollo para su extracción.

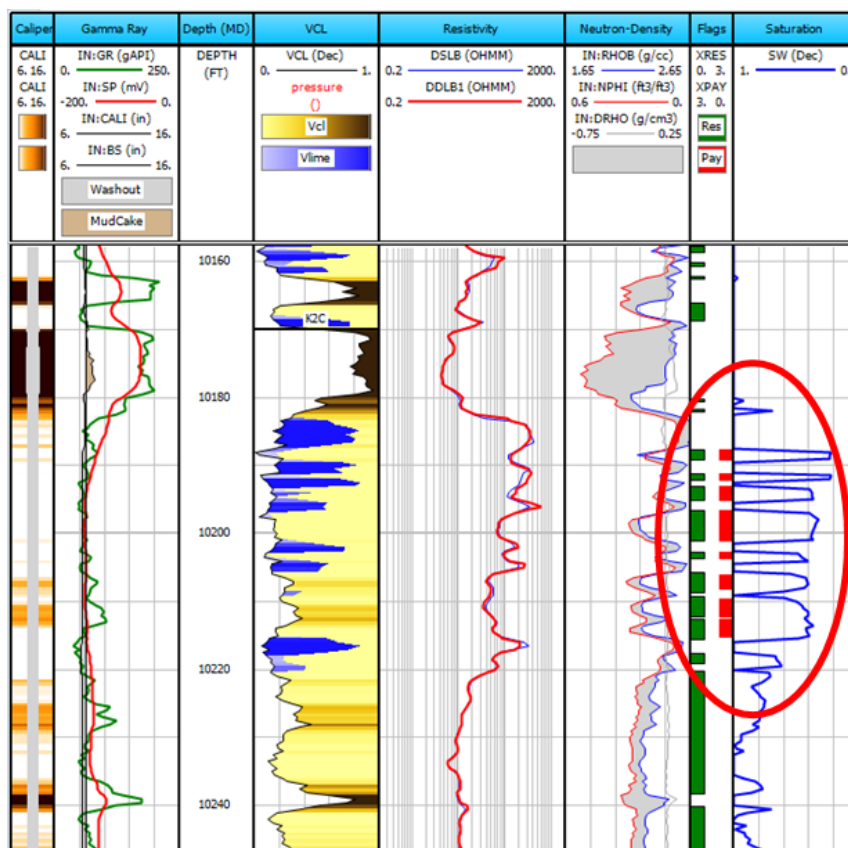


Figura 15. Interpretación petrofísica Pozo-04. Nuevo cálculo de la saturación de agua a partir del R_w encontrado en el laboratorio.

3. Cálculo volumétrico probabilístico de las reservas para la unidad K2C en el campo

Caño Rondón

3.1. Estadística

Un modelo estadístico es un tipo de modelo matemático que usa la probabilidad y que incluye un conjunto de asunciones sobre la generación de algunos datos muestrales, de tal manera que

asemejen a los datos de una población mayor. Las asunciones o hipótesis de un modelo estadístico describen un conjunto de distribuciones de probabilidad, que son capaces de aproximar de manera adecuada un conjunto de datos. Las distribuciones de probabilidad inherentes de los modelos estadísticos son lo que distinguen a los modelos de otros modelos matemáticos deterministas.

3.1.1. Probabilidad. La probabilidad es una medida de la certidumbre asociada a un suceso o evento futuro, es decir, es la confianza de que ocurra un evento futuro incierto, dado por pruebas repetitivas. Una probabilidad de cero (0), indica que un evento definitivamente no ocurrirá y una probabilidad de uno (1), que el evento ciertamente ocurrirá (Ross & Associates LLP, 2017).

3.1.2. Distribuciones. Las distribuciones son arreglos ordenados de datos, resultantes de múltiples ensayos o muestras de datos. Las distribuciones se describen en relación con la forma en que estas muestras se agrupan (Ross & Associates LLP, 2017).

Las medidas de tendencia central incluyen:

- ✓ La moda. Corresponde al evento con la mayor frecuencia de ocurrencia.
- ✓ La mediana. Corresponde al valor donde el 50% de todos los demás eventos son mayores y el 50% son menores. La mediana es el punto 50-50 en la distribución.
- ✓ La media. Es el promedio ponderado de probabilidad de todos los eventos en la distribución. Es la única medida de tendencia central que considera la magnitud de todos los eventos en la distribución.

Las medidas de incertidumbre incluyen:

- ✓ La varianza. Es una medida matemática de la incertidumbre sobre el valor medio. Se calcula como el promedio de los cuadrados de los valores menos el cuadrado de la media.
- ✓ La desviación estándar. Es la raíz cuadrada de la varianza.
- ✓ P10/P90. Es la relación del valor grande y pequeño que limita el intervalo de confianza del 80% (el 80% de todos los eventos se producen dentro del intervalo de confianza del 80%). Para las distribuciones log-normales, la P10/P90 determina de forma única la varianza y las desviaciones estándar. Desafortunadamente, esto no es cierto para ninguna otra distribución.

3.1.3. Distribuciones de frecuencia. En la figura 16, se describirán los cuatro tipos de distribución de frecuencia más comúnmente usados (Ross & Associates LLP, 2017):

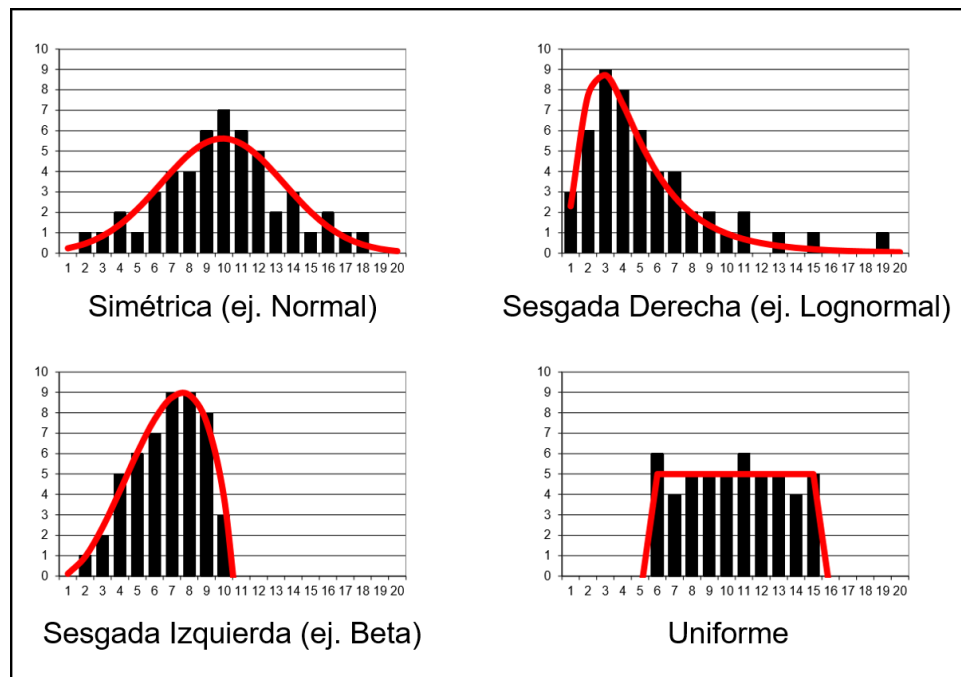


Figura 16. Distribuciones de frecuencia usadas comúnmente.

Nota. Modificado de “Risk analysis, prospect evaluation and exploration economics” de Rose & Associates LLP. V2017-01. Tomado de base de datos de Occidental de Colombia, LLC.

- ✓ Distribución simétrica. Generalmente asociada con promedios, tolerancias, etc. La distribución normal generalmente se asocia con este tipo de distribución. Los eventos independientes, cuando se suman, tienden a generar distribuciones normales.

- ✓ Distribución asimétrica con sesgo a la derecha. La distribución lognormal se usa generalmente para este tipo de sesgo, especialmente si los logaritmos de los valores tienden a ser simétricos o “normales” (por ejemplo, permeabilidad). Está asociada con aquellos parámetros que muestran la mayor incertidumbre en la exploración (por ejemplo, área, espesor, grosor de pay, etc). Además, cuando se multiplican eventos independientes tienden a registrar distribuciones lognormales, por lo que pueden modelar estimaciones de la recuperación final estimada (EUR).

- ✓ Distribución asimétrica con sesgo hacia la izquierda. Se observa en situaciones donde hay una restricción al alza. Un buen ejemplo, es cualquier parámetro expresado como un porcentaje, que generalmente se limita a valores entre 0 y 100%. La distribución Beta se define en el intervalo entre 0 y 1 y es una excelente opción para estas situaciones, especialmente si los valores están inclinados hacia la izquierda, como la saturación de hidrocarburos, la eficiencia de recuperación de gas o la relación neta a bruta.

- ✓ Distribución uniforme. Rara vez se usa, pero es buena para situaciones donde se conoce un intervalo, pero no hay una tendencia central o un valor preferido. Por lo tanto, todos los eventos o posiblemente ocurrencias son igualmente probables.

3.1.4. Distribuciones de frecuencia acumulada. Es útil para describir la probabilidad de que un resultado sea igual o menor (igual o mayor que) un cierto valor en relación con todos los resultados posibles.

El primer paso es comenzar con la distribución de frecuencia o histograma, luego, se acumulan los resultados de la distribución para construir un gráfico de frecuencia acumulada, sumando los valores de cada uno de los intervalos del histograma desde el extremo inferior al extremo superior. Esta gráfica mostrará cuántas ocurrencias son menores que un valor dado. Alternativamente, se puede sumar desde el extremo superior al extremo inferior. Esta gráfica es la distribución acumulada inversa y muestra el número de ocurrencias que son mayores que un valor dado. Desafortunadamente, no proporcionan ninguna información sobre la probabilidad de esos resultados.

Para obtener probabilidades, se debe convertir el eje de frecuencia acumulada a porcentaje. En otras palabras, el número total de resultados se asigna al 100% y ningún resultado se asigna al 0%. Así, a todos los valores intermedios se les asigna un porcentaje entre 0% y 100%. De esta manera se pueden determinar la probabilidad de que ocurra un resultado dado.

La Comisión de valores e intercambio (SEC), la sociedad de ingenieros de petróleo (SPE), la asociación americana de geólogos petróleo (AAPG) y el congreso mundial del petróleo (WPC), han optado oficialmente la convención de acumular de mayor que o igual para establecer un estándar. Sin embargo, cada organización debe decidir en función de sus convenciones y la comprensión del proceso.

Por otro lado, las notaciones P10 y P90 se refieren a valores percentiles. Estas definiciones se aplican a cualquier valor en la distribución. Por ejemplo, si la media cae en el percentil 35, entonces P_{media} sería igual al 35%. La mediana de la distribución es el valor para el cual existe una probabilidad del 50% de que una selección aleatoria de la distribución sea mayor o igual a ese valor. Así, la mediana será igual a P50.

3.1.5. Multiplicación de eventos independientes. La multiplicación de eventos independientes crea distribuciones asimétricas inclinadas hacia la derecha que se ajustan mejor a la distribución lognormal. Las distribuciones encontradas en la exploración de petróleo y gas convencionales suelen ser el resultado de la multiplicación de parámetros independientes. Los ejemplos incluyen estimaciones de área (longitud x altura), grosor bruto del yacimiento (tasa de sedimentación x duración de la depositación) o rendimiento de recuperación (porosidad x saturación de hidrocarburos/FVF x eficiencia de recuperación).

3.1.6. Gráfico de probabilidad acumulada vs escala probit. Es una gráfica logarítmica de probabilidad acumulada en el eje x, y una escala probit en el eje y, la cual está dispuesta simétricamente alrededor del valor P50 (mediana), de modo que la distancia entre P50 y P40 es igual a la distancia entre P50 y P60. Sin embargo, mientras se mantiene esta simetría, la distancia entre los percentiles más alejados de P50 se separa desproporcionadamente (figura 17).

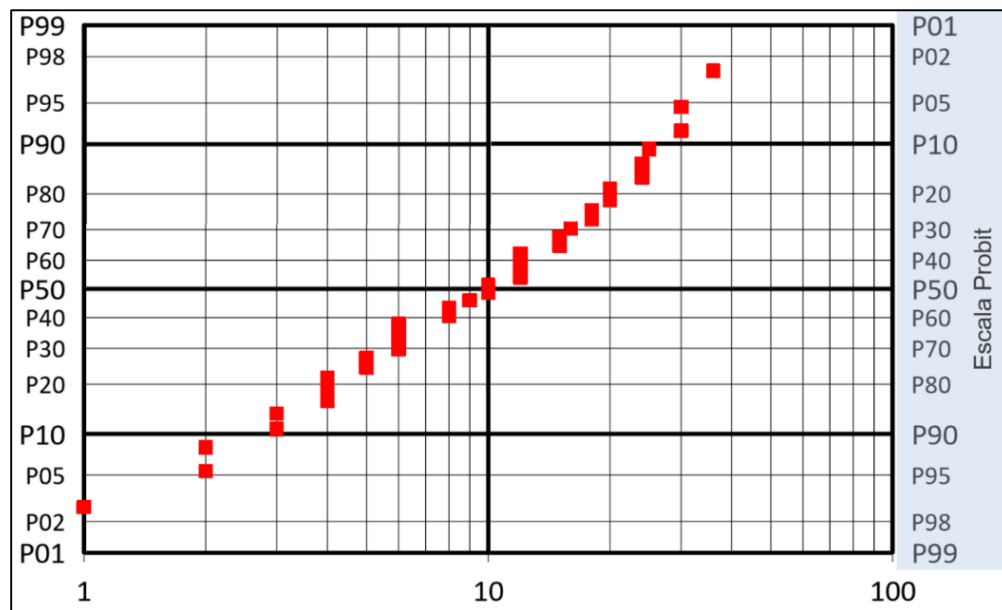


Figura 17. Gráfico de probabilidad acumulada vs escala probit

Nota. Modificado de “Risk analysis, prospect evaluation and exploration economics” de Rose & Associates LLP. V2017-01. Tomado de base de datos de Occidental de Colombia, LLC.

Para la visualización de la frecuencia, muchos puntos, generalmente entre 20 y 30 son necesarios para definir la forma apropiada de una distribución. Pero gracias a este sistema de coordenadas, las distribuciones lognormales se trazan como líneas rectas. Por ello, solo se necesita especificar dos puntos para construir una distribución correcta, haciendo estas gráficas muy útiles para fines analíticos y eficientes para múltiples escenarios de prueba.

Para el análisis de esta gráfica, se definieron cinco percentiles estándar: el P90 y el P10 se describen como un mínimo y un máximo razonables, respectivamente; el P99 y el P01 son estimaciones extremadamente pequeñas y grandes, respectivamente, y ambas son igualmente poco probables (una de cada 100 posibilidades); y el P50, es el valor del caso medio. Estos valores son considerados unidos para obtener una estimación de una distribución lognormal.

3.1.7. Multiplicación de tres distribuciones de probabilidad acumulada. Distribuciones de frecuencia acumulada. (Ross & Associates LLP, 2017) Multiplicar tres valores de P10 de diferentes distribuciones de probabilidad acumulada, no dará un producto de P10. De hecho, proporciona un producto de P01.3, siempre que las variaciones de cada una de las tres distribuciones sean iguales o similares (pendientes de las curvas). De manera similar, al multiplicar los tres valores de P90 se obtiene un producto de P98.7, no P90. Sin embargo, multiplicar los tres valores de P50 sí produce un producto de P50.

Por lo tanto, la solución gráfica es simplemente trazar las tres distribuciones, validar pendientes similares (varianzas) y multiplicar las tres P90 juntas, trazarlas en la P98.7, multiplicar las tres P10 juntas y trazarlas en la P01.3, multiplicar las tres P50 y trazarlas en la P50. Los tres valores, P01.3, P50 y P98.7 deben caer en una línea recta. Esta nueva gráfica correspondería a la distribución de la multiplicación de las tres distribuciones de probabilidad.

Para calcular el valor medio de la distribución resultante, se debe realizar a través de la media de Swanson.

3.1.8. Media de Swanson. Cuando no se tiene un software disponible para el cálculo de la media en distribuciones lognormales, el mejor método para realizarlo es a través de la media de Swanson. Este enfoque fue desarrollado por Roy Swanson, un geocientífico del personal de Bob Megill en Exxon en la década de 1960. Mostró cómo los complejos cálculos del día a día podrían reproducirse con bastante precisión aplicando factores de ponderación simétricos a los valores P90, P50 y P10. Observó que al dividir la distribución en un 30% superior, un 30% inferior y un 40% medio, el P10, el P90 y el P50 eran razonablemente cercanos a la media de las tres participaciones. Por lo tanto, el valor medio de la distribución podría estimarse por la siguiente ecuación:

$$\text{Media de Swanson} = 0.3 * (P90) + 0.4 * (P50) + 0.3 * (P10)$$

Esta estimación está muy cerca de la media estadística truncada, que se considera la estimación óptima de la media para la distribución lognormal por la mayoría de las empresas en el negocio de la exploración.

La estimación del valor medio de Swanson sólo requiere los valores de P90, P50 y P10 de la distribución. No hace suposiciones sobre el tipo de distribución que tienen esos valores. Por lo tanto, se puede aplicar con precisión a una amplia variedad de distribuciones que incluyen lognormal, normal o beta.

3.2. Estimación del recobro máximo (EUR)

La estimación del recobro máximo y las reservas son el desafío más importante enfrentado por los ingenieros y geólogos cuando se tienen diversas incertidumbres. Uno de los errores más grandes asociados con este cálculo es la sobreestimación del área productiva y el espesor neto, pues las otras variables generalmente se encuentran en un rango tolerable y certero.

Existen diferentes metodologías para estimar las reservas, de acuerdo al desarrollo de los yacimientos y a la información geológica y de ingeniería disponible. Entre ellos, se encuentra el método volumétrico, el cual se basa en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos.

Este método comprende la relación entre el espesor, el área y la porosidad de la formación; también llamada volumen poroso, el cual representa todo el espacio disponible dentro de la formación para almacenar fluidos. A su vez, el producto entre el volumen poroso y la saturación de aceite, proporcional la cantidad de fluido presente en la formación. El valor total de esta relación se ve afectado por el factor volumétrico del petróleo inicial, ya que la relación de barriles de fondo a superficie cambia conforme se disminuye la presión. Adicional a ello, no todo el volumen de hidrocarburo se puede producir en su totalidad debido a diversas razones, entre ellas: el mecanismo de empuje, la tecnología usada para su extracción, las propiedades de la roca, tensión interfacial, saturación de aceite residual, etc. Por ello, es necesario aplicar un factor de recobro a todo el producto anterior con el fin de determinar las reservas extraíbles del yacimiento. La siguiente ecuación describe el cálculo del EUR para el aceite (Ross & Associates LLP, 2017):

$$EUR = \frac{7758 * A * Prom h * Prom \phi * (1 - Prom S_{wi}) * FR}{B_{oi}}$$

Donde:

EUR = Recobro último estimado (Barriles, STB)

A = Área del yacimiento (acres)

Prom h = Espesor del yacimiento promedio (ft)

ϕ = Porosidad promedio (fracción)

S_{wi} = Saturación de agua inicial promedio (fracción)

FR = Factor de recobro (%)

B_{oi} = Factor volumétrico de formación inicial del petróleo (RB/STB)

Sabiendo que el rendimiento de recuperación (RY) es igual a:

$$RY = \frac{7758 * Prom \phi * (1 - Prom S_{wi}) * FR}{B_{oi}}$$

Entonces se puede simplificar la ecuación de EUR de la siguiente manera:

$$EUR = A * Prom h * RY$$

Teniendo en cuenta que esta ecuación es un proceso multiplicativo, la distribución generada a partir de estos eventos, genera distribuciones asimétricas inclinadas hacia la derecha que se ajustan mejor a la distribución lognormal. Por ello, el supuesto de una distribución lognormal se utiliza como el estándar en la industria para calcular el tamaño de los campos de petróleo y gas y los parámetros individuales de área, espesor y otros.

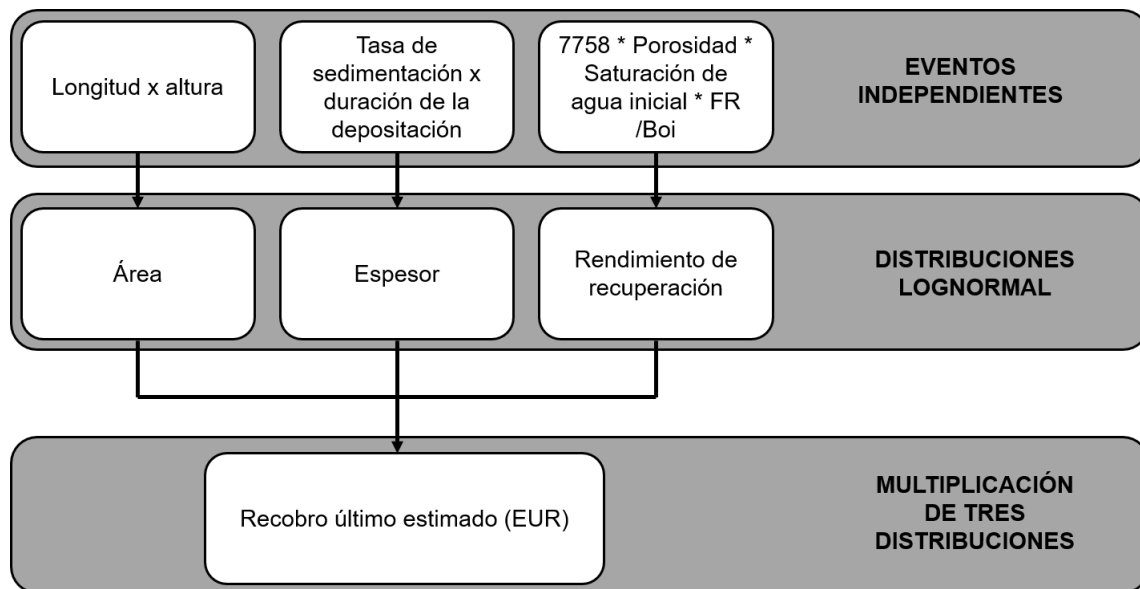


Figura 18. Flujo de trabajo. Cálculo probabilístico del EUR unidad K2C.

En la figura 18, se muestra gráficamente el procedimiento realizado para el cálculo probabilístico del recobro último estimado para la unidad K2C. En este ejercicio, se tendrán tres distribuciones lognormal: área, espesor y rendimiento de recuperación, las cuales posteriormente, al generar el producto se obtendrá las reservas estimadas para la unidad K2C.

3.2.1. Distribución lognormal del área. El área del campo Caño Rondón en la unidad K2C estará definida por el contorno de profundidad a un determinado contacto agua-aceite. Sin embargo, este valor es una de las incertidumbres más importantes que se tienen en el campo, pues no se encuentra definido con exactitud. Por esta razón, la reproducción de distribución del área se realizará con la generación de una línea recta en la gráfica de probabilidad acumulada vs escala probit a partir de dos percentiles: el P99 y el P01.

El P99 corresponderá al área más pequeña, la cual está definida por el contacto agua-aceite más somero encontrado en la unidad K2C. Debido a que este valor no es fácil de identificar sólo con registros eléctricos, se decidió asumirlo como la base de los perforados del Pozo-04 (-9,468 pies ss), ya que los datos iniciales de producción mostraron cortes de agua del 0%. Por el contrario, el P01 corresponderá al área más grande, definido por el máximo cierre estructural del campo Caño Rondón (-9,490 pies ss). Además, se evaluaron los registros de hueco abierto de todos los pozos, con el fin de encontrar cambios en las resistividades que correspondieran a cambios en los fluidos del yacimiento y de esta manera se identificó que el pozo con el posible contacto más profundo (Pozo-09) coincidía con la profundidad del máximo cierre estructural, como se puede observar en la figura 19.

Gracias a la anterior definición de los contactos agua-aceite, se determinó el área P01 y P99 para el campo Caño Rondón, como se muestra en la figura 20.

A partir de los valores encontrados de P01 y P99 para el área del yacimiento K2C, se generó la distribución acumulada de probabilidad lognormal, obteniendo un valor de media de Swanson de 699 acres, como se muestra en la figura 21.

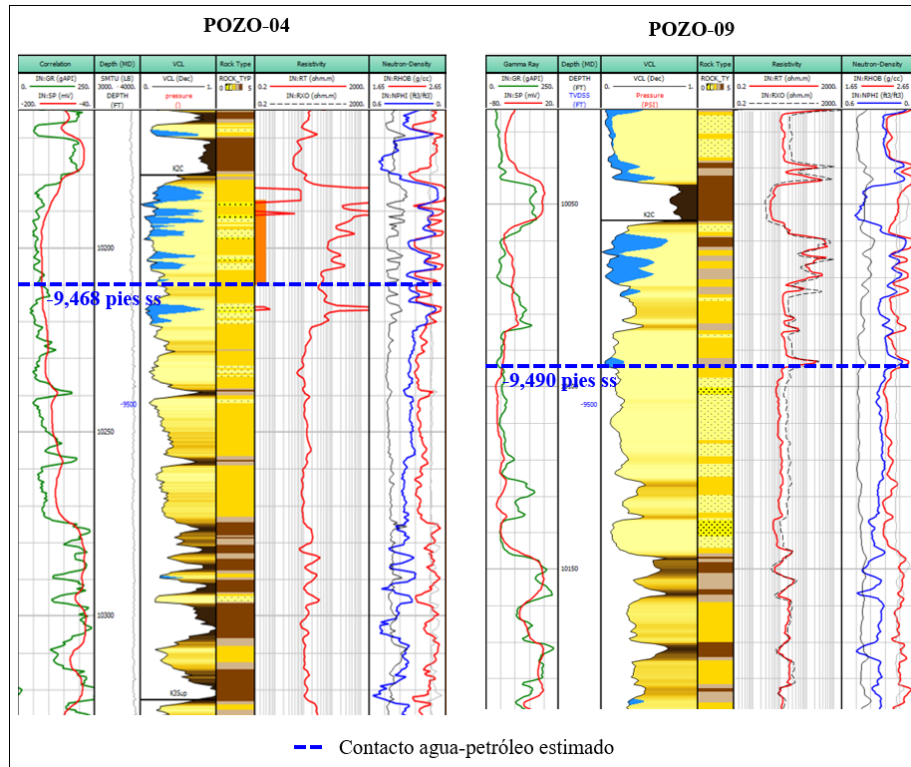


Figura 19. Contacto agua-petróleo estimado en el Pozo-04 y Pozo-09

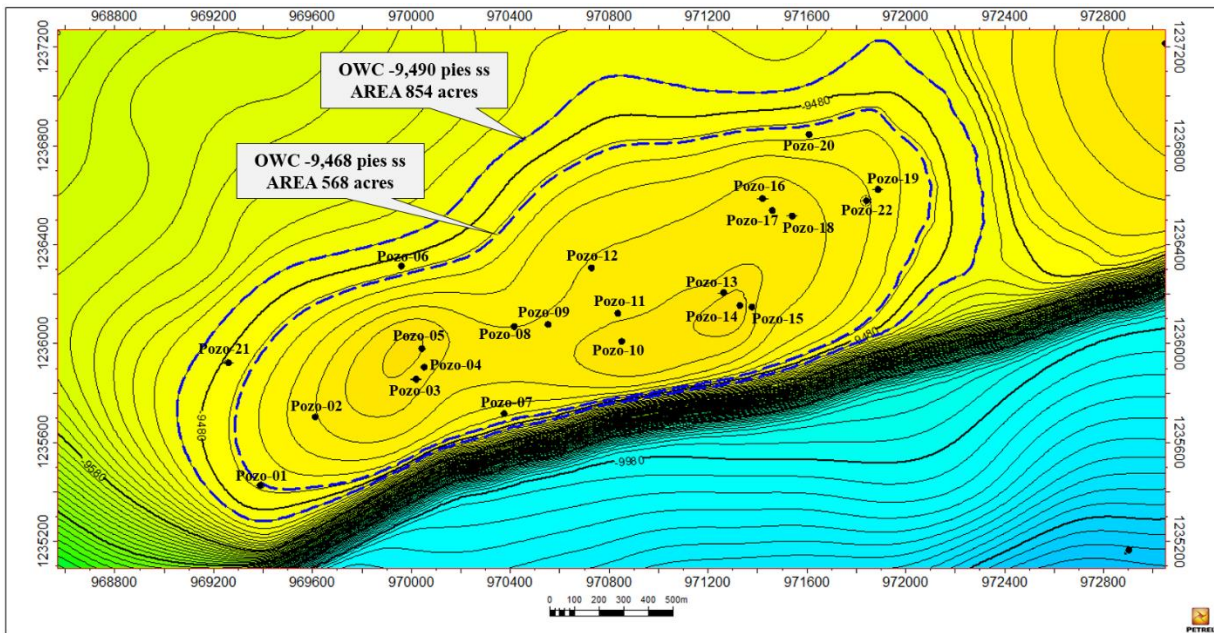


Figura 20. Mapa estructural con definición de áreas P01 y P99

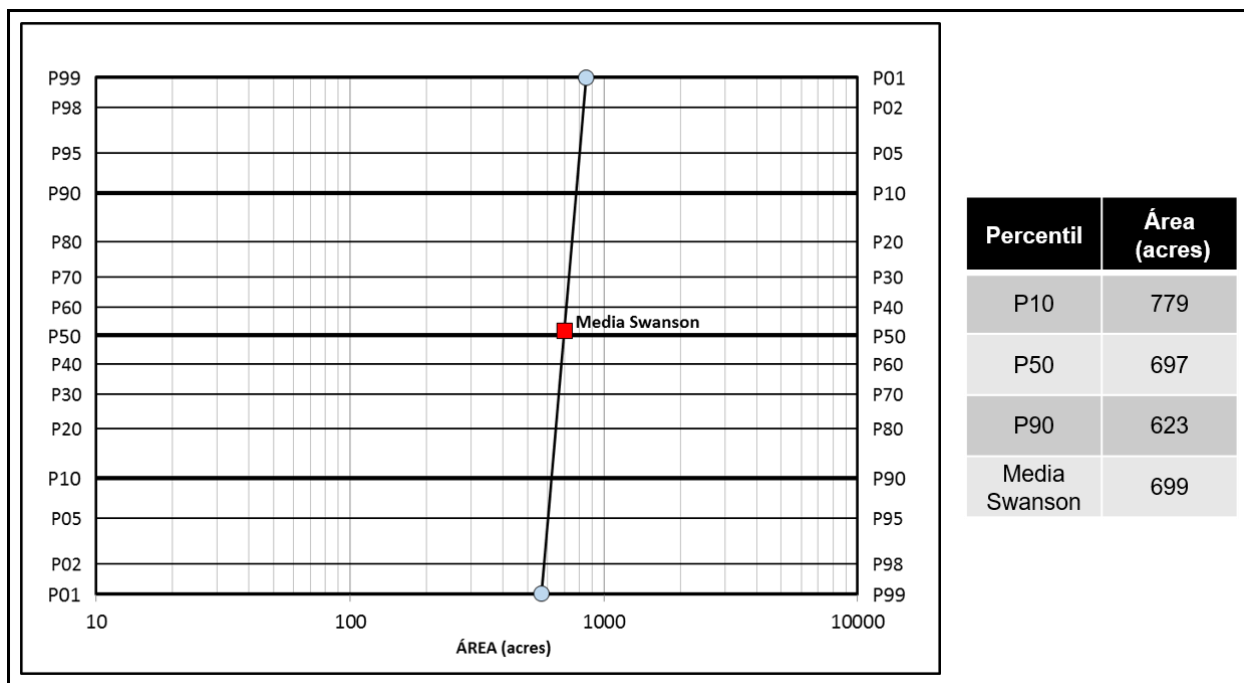


Figura 21. Probabilidad acumulada área vs escala probit

3.2.2. Distribución lognormal del espesor. Los valores de espesor provienen de la información petrofísica de cada pozo particular en el campo Caño Rondón.

Gracias a que se tienen más de 20 pozos distribuidos en el campo con información de registros de hueco abierto, y por lo tanto con interpretación petrofísica, se cuantificarán como un valor promedio por pozo (tabla 6) y se realizará una distribución lognormal (figura 22) con el fin de obtener los valores P10, P50, P90 y media de Swanson para la variable de espesor.

Tabla 6.*Espesor para los pozos del campo Caño Rondón en la unidad K2C*

Pozo	Espesor promedio (pies)
Pozo-01	41.32
Pozo-02	44.74
Pozo-03	50.32
Pozo-04	31.78
Pozo-05	40.24
Pozo-06	29.65
Pozo-07	19.05
Pozo-08	18.05
Pozo-09	30.03
Pozo-10	41.59
Pozo-11	25.25
Pozo-12	20.45
Pozo-13	28.75
Pozo-14	30.25
Pozo-15	35.25
Pozo-16	31.75
Pozo-17	26.28
Pozo-18	29.8
Pozo-19	28.04
Pozo-20	28.92
Pozo-21	No hay datos
Pozo-22	29.02

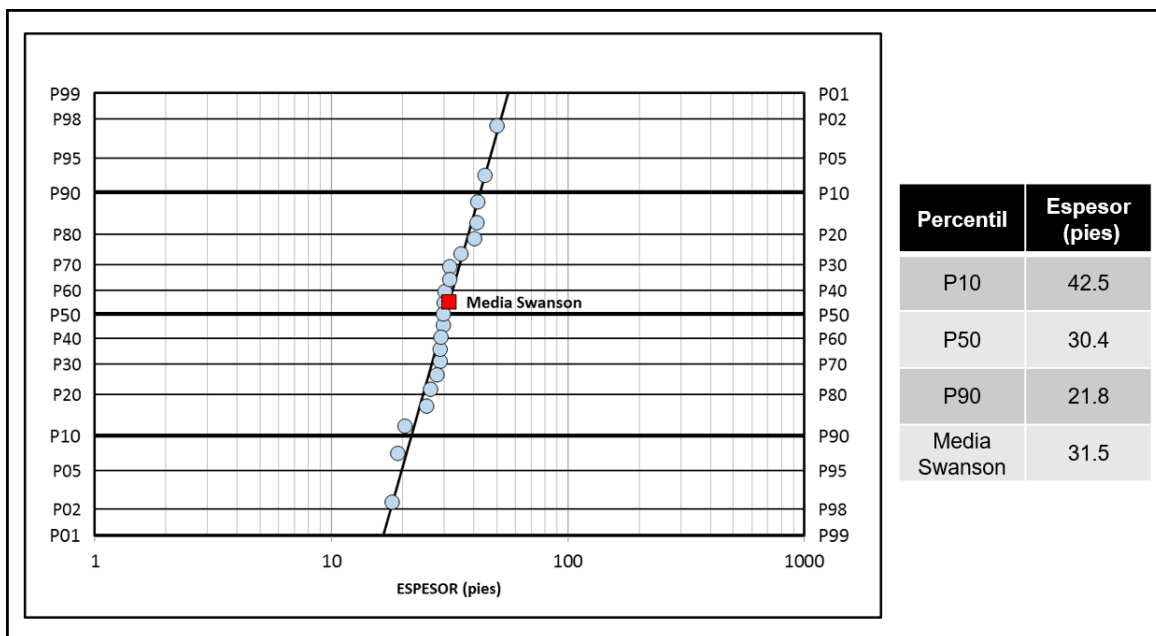


Figura 22. Probabilidad acumulada espesor vs escala probit

3.2.3. Distribución lognormal del rendimiento de recuperación. Con el volumen cubierto (área y espesor), ahora es necesario abordar los cuatro factores restantes, que colectivamente se han llamado (tras la multiplicación) rendimiento de recuperación.

La distribución de los parámetros porosidad, saturación de agua inicial y factor volumétrico de formación inicial, generalmente corresponden al valor promedio del campo, el cual se puede obtener de los análisis de registros, corazones, muestras, etc.

Para el caso de la porosidad y saturación de agua inicial de la unidad K2C, se tienen los valores obtenidos a partir de registros eléctricos de los pozos existentes, en donde existe certeza razonable de un rango para cada una de estas variables, pues como se evidenció en la prueba del Pozo-04, se encuentra en condiciones originales. En el caso del factor volumétrico de formación inicial, la

unidad K2C no cuenta con información de pruebas PVT (Presión, Volumen, Temperatura), por lo tanto, no se conoce con exactitud este valor. Por ello, se tomó un rango de valores que corresponden a los encontrados en los diferentes yacimientos de la unidad del Cretáceo de los campos cercanos a Caño Rondón. Finalmente, para el factor de recobro, se tomaron los valores alcanzados para los yacimientos análogos, que contaran con el mismo mecanismo de recobro (empuje por acuífero activo) y con propiedades petrofísicas similares a la unidad K2C.

De acuerdo a lo anterior, se construyó una distribución del rendimiento de recuperación (figura 23), a partir de la generación de todas las posibles combinaciones discretas de los casos alto, medio y bajo para la porosidad, saturación de agua inicial, factor volumétrico de formación inicial y factor de recobro. En la tabla 7 se pueden observar las cuatro variables, cada una con tres resultados o datos (bajo, medio, alto), para un total de 81 combinaciones posibles del rendimiento de recuperación, los cuales se alinean de forma lognormal según la figura 23.

Tabla 7.

Datos de porosidad, saturación de agua inicial, factor volumétrico de formación inicial y factor de recobro.

Variable	Caso Bajo	Caso Medio	Caso Alto
Porosidad	15%	17%	20%
Saturación de agua inicial	40%	38%	30%
Factor volumétrico de formación inicial (RB/STB)	1.11	1.13	1.16
Factor de recobro	30%	40%	50%

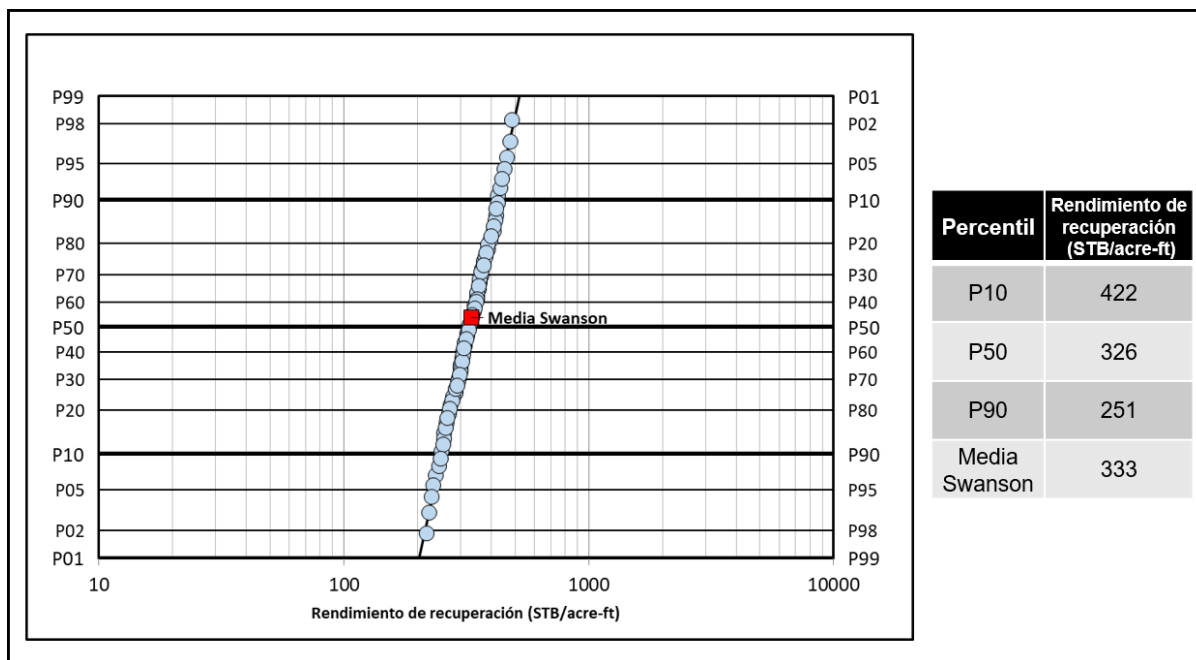


Figura 23. Probabilidad acumulada rendimiento de recuperación vs escala probit

3.2.4. Cálculo probabilístico de las reservas en la unidad K2C. Como se mencionó en la figura 18, el cálculo probabilístico del EUR corresponde a la multiplicación de las tres distribuciones generadas (área, espesor y rendimiento de recuperación). Para generar la distribución del EUR, es necesario usar la metodología descrita en el numeral 4.1.7. Este producto, creará una distribución lognormal, con los siguientes percentiles:

$$P01.3_{EUR} = (P10)_A * (P10)_h * (P10)_{RY} = (779 \text{ acres}) * (42.5 \text{ ft}) * (422 \text{ STB/acre - ft}) = 14.0 \text{ Millones STB}$$

$$P50.0_{EUR} = (P50)_A * (P50)_h * (P50)_{RY} = (697 \text{ acres}) * (30.4 \text{ ft}) * (326 \text{ STB/acre - ft}) = 6.9 \text{ Millones STB}$$

$$P98.7_{EUR} = (P90)_A * (P90)_h * (P90)_{RY} = (623 \text{ acres}) * (21.8 \text{ ft}) * (251 \text{ STB/acre - ft}) = 3.4 \text{ Millones STB}$$

Por lo tanto, la distribución del recobro último estimado, corresponde al generado en la figura 24, en donde se puede observar que el EUR se encuentra en un rango entre 4.6 y 10.4 millones de barriles estándar (P90 y P10, respectivamente).

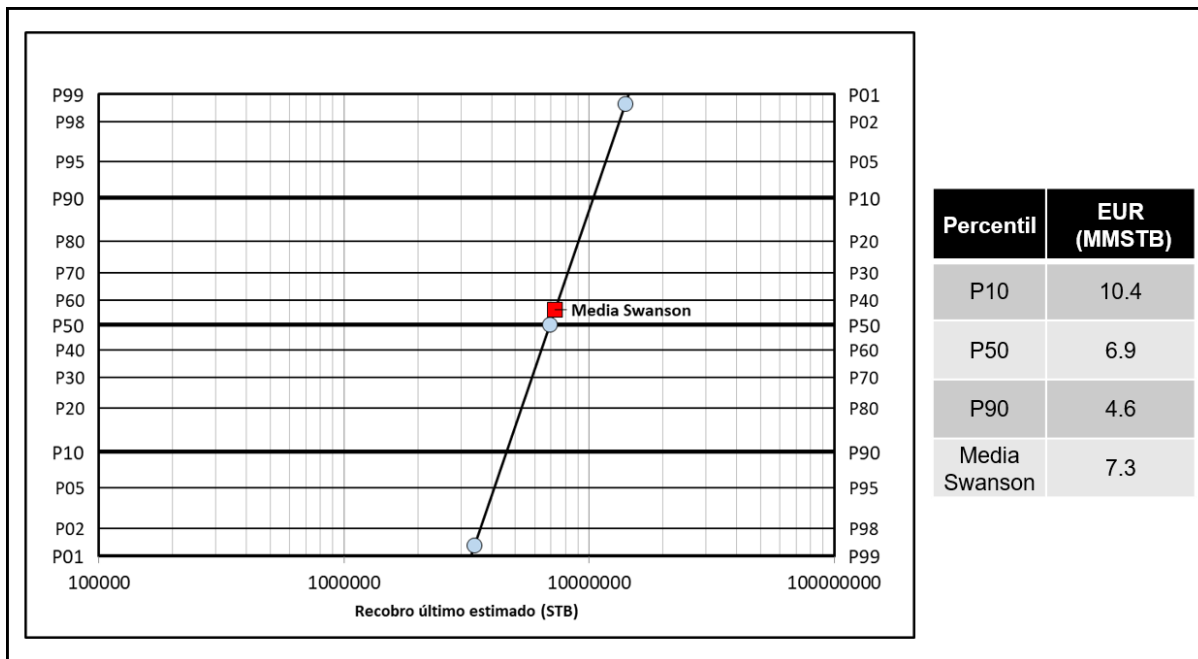


Figura 24. Probabilidad acumulada recobro último estimado vs escala probit

4. Plan de desarrollo para la unidad K2C del campo Caño Rondón

4.1. Curva tipo

Las curvas tipo se utilizan con un buen criterio de ingeniería y geociencias para generar perfiles de producción y sirven como una herramienta importante en la estimación de reservas. Se representan gráficamente como un perfil en el tiempo desarrollado a partir de ajustes empíricos

hasta datos históricos de desempeño de pozos que son análogos al proyecto que se evalúa. Adicionalmente, se usan para pronosticar la producción en pozos nuevos o en zonas nuevas no cañoneadas (OPC Reserves Group, 2018).

Las curvas tipo se pueden generar para representar diferentes áreas de campo o propiedades del yacimiento. Los pasos principales para construir una curva tipo son:

- ✓ Identificar el conjunto de pozos análogos mediante el uso de filtros como proximidad, perforación, estimulación, tipo de completamiento/estimulación, geología u otras características del yacimiento.
- ✓ Normalizar los datos de tasa y tiempo.
- ✓ Construir la curva tipo a partir de los perfiles normalizados del conjunto análogo.
- ✓ Probar el resultado de la curva tipo con métodos de estimación secundarios.
- ✓ Categorizar la incertidumbre técnica de la curva tipo.

Es normal y se espera que las curvas tipo evolucionen a medida que se perforen pozos nuevos y se agreguen al pozo análogo establecido. También se espera que las prácticas de perforación, terminación y estimulación evolucionen y se optimicen continuamente.

En el campo Caño Rondón, sólo se ha abierto la unidad K2C en un pozo. Debido a que esta arena fue abierta, básicamente como exploratoria, no se tiene información adicional de producción en ningún otro campo equivalente. Por lo tanto, el Pozo-04 será tomado como el único análogo

para la construcción de la curva tipo, y a medida que se tenga información adicional de otros pozos abiertos en la misma unidad, esta curva se irá actualizando.

Para la generación de la curva tipo, se tuvo en cuenta como principal característica el concepto geológico, puesto que se abrirá la misma arena, a una altura estructuralmente similar y con propiedades del yacimiento equivalentes como porosidad, calidad de la arena, permeabilidad, entre otras. Después de identificar el pozo análogo, se normalizaron los datos de producción de petróleo en función del número de meses. Posteriormente, se construyó la curva tipo mostrada en la figura 25, la cual corresponde a una declinación hiperbólica, con una tasa de producción inicial de 1,700 barriles de petróleo por día, una declinación nominal inicial del 250% y un exponente b de 0.7. Esta curva tipo tiene un volumen de petróleo de 543,000 barriles.

Simultáneamente, se generó una curva tipo de relación agua-petróleo (RAP) vs barriles de petróleo acumulado (OCUM), usada generalmente como método de estimación secundaria en el campo Caño Rondón (figura 26).

Como se puede observar, tanto en la figura 25 como en la figura 26, la curva tipo se ajusta con los datos de producción del pozo análogo (Pozo-04). Por ello, esta será la curva tipo utilizada para la unidad K2C, con el fin de estimar la producción de aceite por pozo en el plan de desarrollo del campo Caño Rondón.

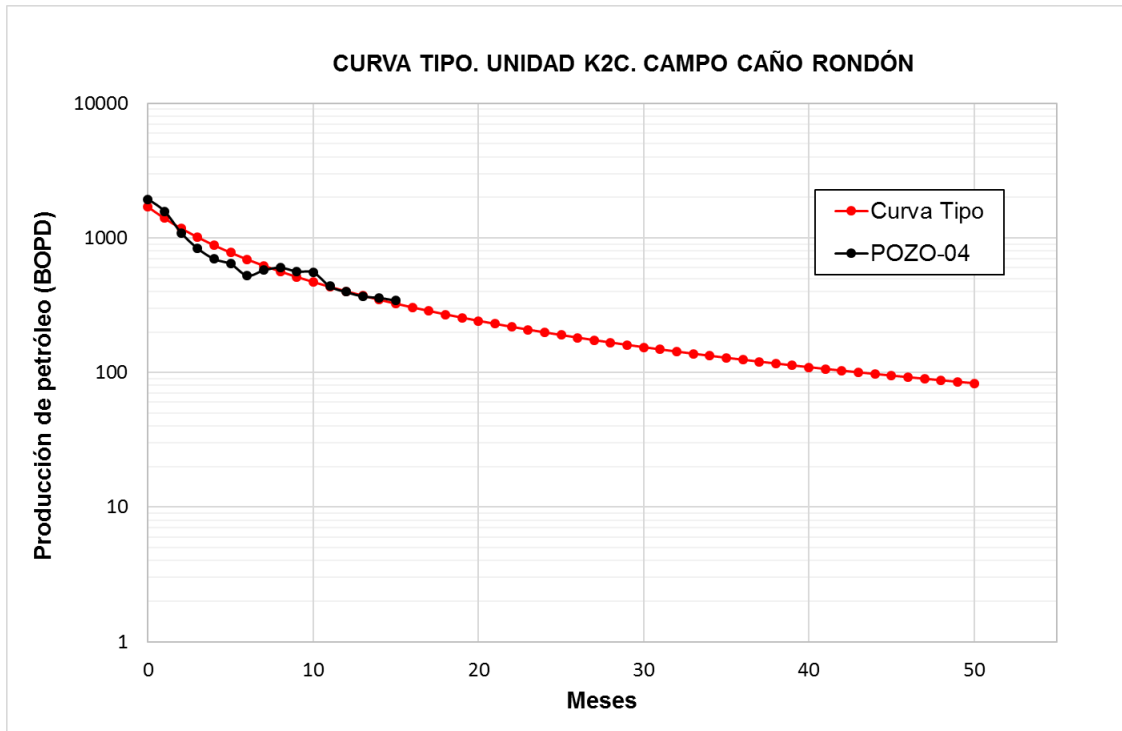


Figura 25. Curva tipo para la unidad K2C del campo Caño Rondón

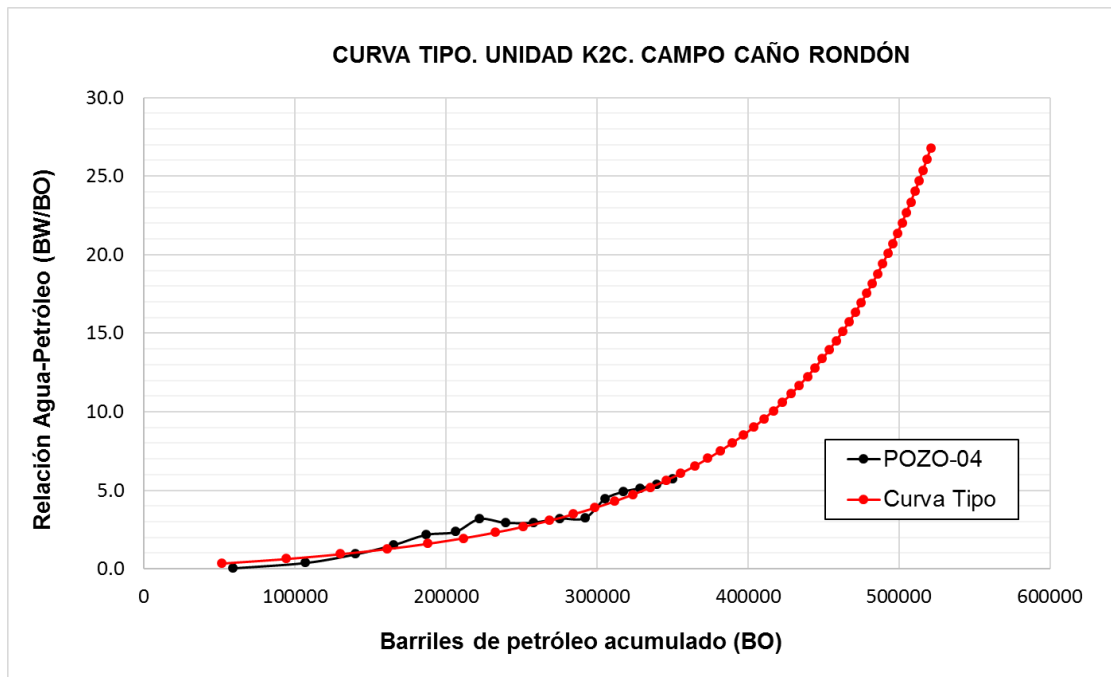


Figura 26. Curva tipo RAP vs OCUM. Método secundario de estimación

4.2. Estrategia de producción

El plan de desarrollo de producción para la unidad K2C del campo Caño Rondón, se realizará mediante dos alternativas: trabajos de reacondicionamiento en pozos existentes y perforación de pozos nuevos.

Los trabajos de reacondicionamiento o workovers (WO) consisten en la identificación de pozos existentes candidatos a abrir la unidad K2C, debido a que se encuentran inactivos o próximos a ser inactivos por las siguientes razones:

- ✓ Pozos no económicos en la arena actualmente abierta.
- ✓ Pozos con corte de agua mayor al 98%, debido a que el campo cuenta con una restricción de producción de agua máxima para su tratamiento y no es posible mantener en funcionamiento estos pozos.
- ✓ Pozos suspendidos por no tener más oportunidades de completamiento.

La perforación de pozos nuevos, se dará lugar, en aquellas zonas donde no sea posible realizar un trabajo de reacondicionamiento en un pozo existente y exista una posible área sin drenar de la unidad K2C. Como trabajo inicial, se relacionó el estado actual de cada pozo existente, con el fin de identificar cuáles de ellos podrían ser candidatos en el corto plazo a trabajos de reacondicionamiento hacia la unidad K2C (tabla 8).

Tabla 8.*Estado actual de los pozos del campo Caño Rondón*

Pozo	Estado	BOPD	Corte de agua (%)	Candidato a WO	Comentarios
Pozo-01	Inactivo	-	-	NO	Bajo estructuralmente. Cemento malo
Pozo-02	Activo	258	97.5	SI	Cuando alcance su límite económico
Pozo-03	Inactivo	-	-	NO	Área drenaje Pozo-04
Pozo-04	Activo	490	77.5	NO	Produce del K2C
Pozo-05	Activo	62	97.5	NO	Área drenaje Pozo-04
Pozo-06	Inactivo	-	-	NO	Bajo estructuralmente
Pozo-07	Inactivo	-	-	NO	Bajo estructuralmente
Pozo-08	Activo	130	92.9	SI	Cuando alcance su límite económico
Pozo-09	Activo	160	97.9	NO	Área drenaje Pozo-08
Pozo-10	Activo	370	96.2	NO	Área drenaje Pozo-11
Pozo-11	Inactivo	-	-	SI	Candidato inmediato
Pozo-12	Activo	340	91.6	NO	Alta producción de aceite
Pozo-13	Inactivo	-	-	NO	Área drenaje Pozo-15. Cemento malo
Pozo-14	Activo	330	95.8	NO	Área drenaje Pozo-15
Pozo-15	Inactivo	-	-	SI	Candidato inmediato
Pozo-16	Activo	23	97.1	NO	Área drenaje Pozo-17. Cemento malo
Pozo-17	Inactivo	-	-	SI	Candidato inmediato
Pozo-18	Inactivo	-	-	NO	Área drenaje Pozo-17. Cemento malo
Pozo-19	Activo	42	97.5	SI	Cuando alcance su límite económico
Pozo-20	Activo	97	93.7	NO	Bajo estructuralmente
Pozo-21	Inactivo	-	-	NO	Bajo estructuralmente
Pozo-22	Activo	513	65.4	NO	Área drenaje Pozo-19

Además, gracias a la información de registros de hueco abierto existente en cada uno de los pozos del campo Caño Rondón, y a la interpretación petrofísica realizada para el cálculo de volumen de arcilla, es posible generar un mapa con la distribución de arena neta productora (figura 27), con el fin de identificar aquellas zonas donde existe mayores espesores potenciales de almacenamiento de hidrocarburos, y aquellas zonas donde hay un pinchamiento de la arena y por ende no es posible su acumulación.

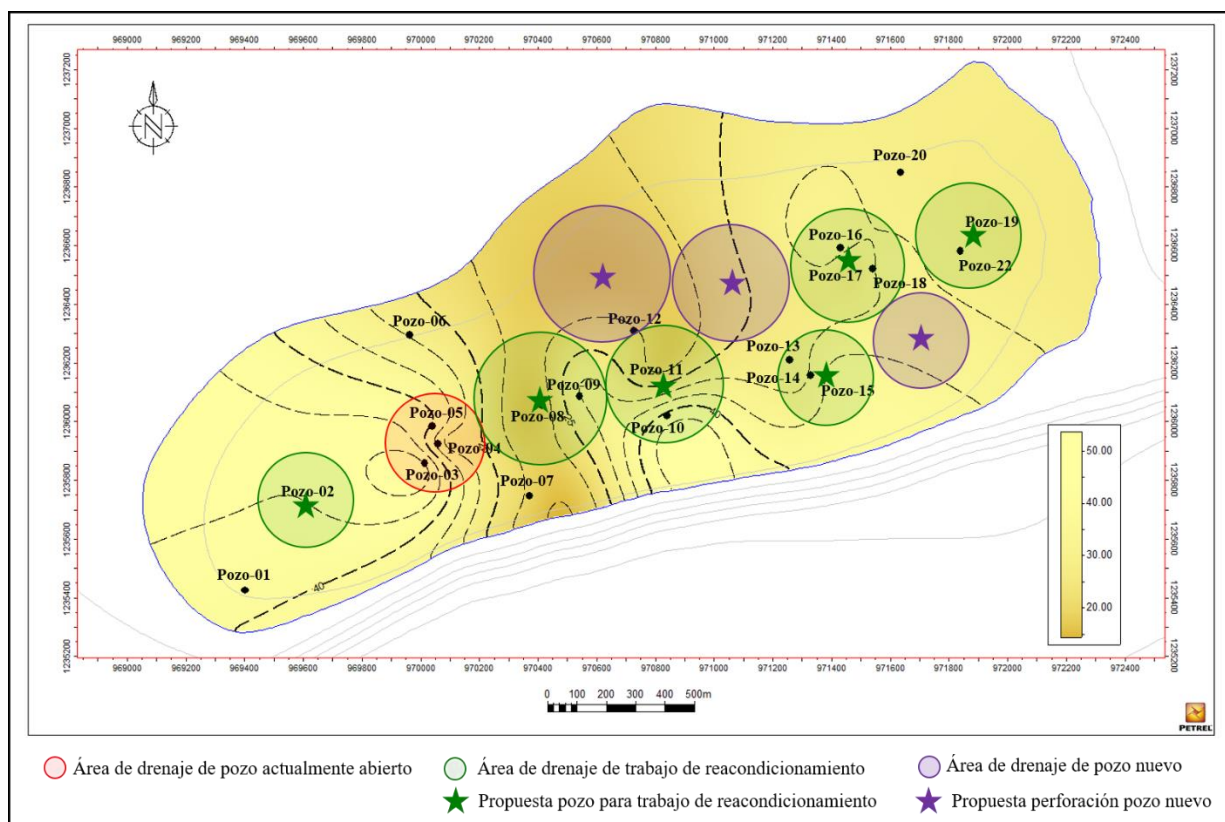


Figura 27. Mapa de arena neta y áreas de drenaje de la unidad K2C del campo Caño Rondón

Adicionalmente, con ayuda del volumen del petróleo calculado en la curva tipo generada para la unidad K2C, se definieron unas posibles áreas de drenaje para los 6 pozos candidatos a trabajos

de reacondicionamiento: Pozo-02, Pozo-08, Pozo-11, Pozo-15, Pozo-17 y Pozo-19. Estos trabajos consisten en aislar mediante un tapón o cemento la unidad actualmente abierta y cañonear la unidad K2C.

Finalmente, como se puede observar en la figura 27, existe un área del campo, la cual no puede ser drenada por ningún pozo existente, y por lo tanto se propone la perforación de tres pozos nuevos en estas posiciones.

Para resumir, en el plan de desarrollo de la unidad K2C del campo Caño Rondón, se propone realizar 6 trabajos de reacondicionamiento y la perforación de 3 pozos nuevos. El tiempo de entrada de producción de estos pozos, dependerá del recurso de los taladros necesarios y la disponibilidad de realizar el trabajo en cada pozo, pues algunos de ellos deben alcanzar el límite económico de la arena actual para poder producir la unidad K2C. Debido a ello, se propone un cronograma de ejecución como se muestra en la tabla 9, el cual genera el perfil de producción mostrado en la figura 28.

El plan de desarrollo de la unidad K2C contempla drenar 5.43 millones de barriles de petróleo en un tiempo aproximado de 9 años, según el cronograma definido anteriormente.

De acuerdo con la evaluación del cálculo probabilístico de las reservas en la unidad K2C, realizado en el capítulo anterior, el EUR se encuentra entre 4.6 y 10.4 millones de barriles estándar (P90 y P10, respectivamente). Por lo tanto, el cálculo de las reservas realizado por la metodología de la evaluación de curvas tipo, se localiza dentro del rango realizado por la metodología probabilística, obteniendo una probabilidad P78.

Tabla 9.

Cronograma de ejecución del plan de desarrollo

Pozo	Mes inicio producción	Comentarios
Pozo-04	0	Pozo actualmente en producción en el K2C
Pozo-11	19	Trabajo de reacondicionamiento
Pozo-15	20	Trabajo de reacondicionamiento
Pozo-17	21	Trabajo de reacondicionamiento
Pozo Nuevo 1	23	Perforación de pozo nuevo
Pozo Nuevo 2	24	Perforación de pozo nuevo
Pozo-19	29	Trabajo de reacondicionamiento
Pozo Nuevo 3	33	Perforación de pozo nuevo
Pozo-08	40	Trabajo de reacondicionamiento
Pozo-02	46	Trabajo de reacondicionamiento

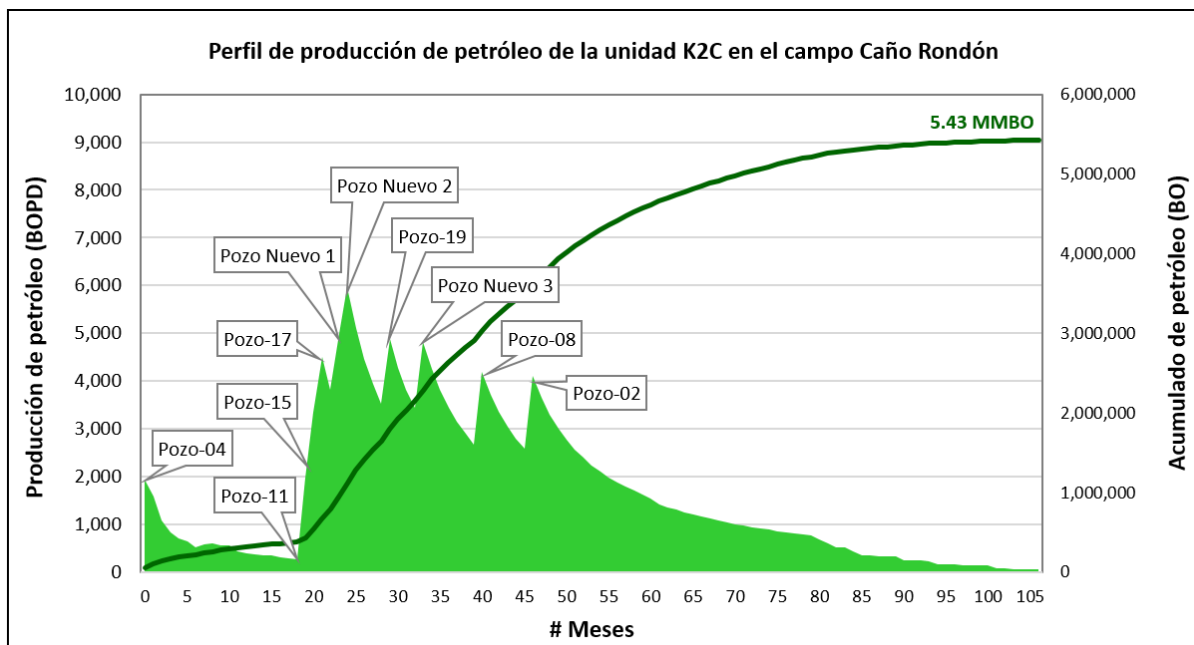


Figura 28. Perfil de producción de petróleo de la unidad K2C en el campo Caño Rondón

4.3. Evaluación financiera del plan de desarrollo

La determinación de la viabilidad económica de un proyecto de inversión requiere la proyección del flujo de fondos del proyecto durante su vida útil y la construcción de un conjunto de indicadores para medir la bondad económica del proyecto (Serrano, 2010). Los indicadores más importantes para medir la bondad económica de un proyecto de inversión son: valor presente neto, tasa interna de retorno y relación beneficio-costo. Su interpretación es especialmente importante para entender su utilización en el proceso de toma de decisiones.

- ✓ Valor presente neto. Es el resultado algebraico de traer a valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada, todos los flujos (positivos o negativos) relacionados con un proyecto.
- ✓ Tasa interna de retorno. Corresponde a aquella tasa de interés que hace igual a cero el valor presente neto de un proyecto. La tasa interna de retorno es la rentabilidad de los fondos que realmente se encuentran invertidos en el proyecto, o la rentabilidad que el proyecto le permite generar a un peso, mientras el mismo se encuentre invertido en el proyecto.
- ✓ Relación beneficio-costo. Se calcula como el cociente entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los egresos para una tasa de interés. Cuando la relación beneficio costo es mayor que 1 (el valor presente de los ingresos supera al valor presente de los egresos), se justifica el proyecto desde el punto de vista económico ya que esto equivale a decir que el valor presente neto es positivo.

4.3.1. Flujo de caja. Es un informe financiero que presenta un detalle de los flujos de ingresos y egresos de dinero que tiene una empresa en un periodo dado.

El estudio de los flujos de caja dentro de una empresa puede ser utilizado para analizar la viabilidad de proyectos de inversión; los flujos de fondos son la base de cálculo del valor presente neto y de la tasa interna de retorno.

Los indicadores más utilizados para determinar el flujo de caja son:

- ✓ EBITDA. Es la utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés: *earnings before interests, taxes, depreciation and amortization*. Este es un indicador de flujo de caja operativo que para la evaluación del plan de desarrollo corresponderá a la expresión registrada en la figura 29.

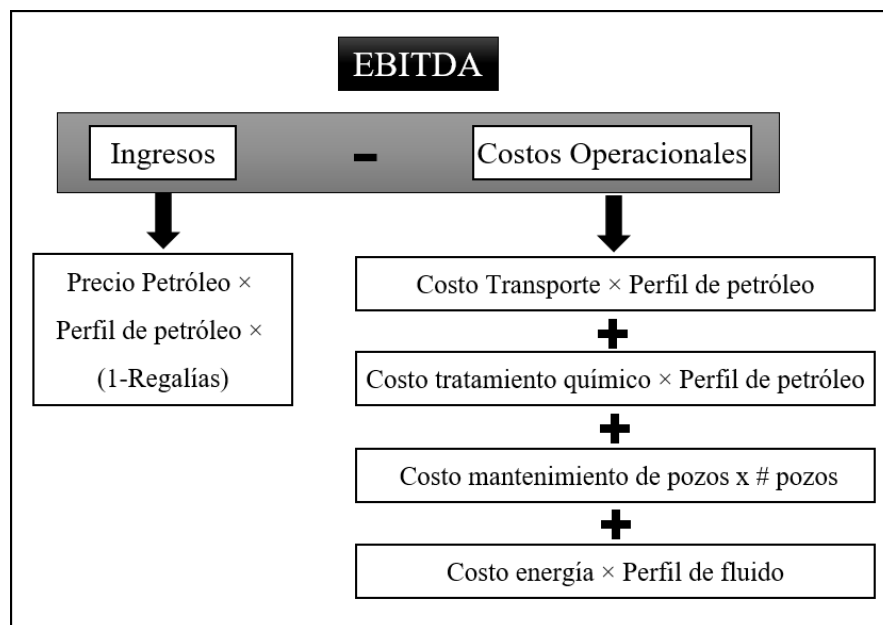


Figura 29. Cálculo del EBITDA

✓ Flujo de caja libre (FCL). Este indicador descuenta del EBITDA lo que habría que pagar en impuestos sin tener en cuenta el efecto de los gastos financieros sobre los impuestos y las inversiones que hay que hacer en activos fijos y en capital de trabajo para cumplir con las proyecciones de ingresos y egresos. En la siguiente ecuación se muestra el cálculo del flujo de caja libre para el plan de desarrollo del campo Caño Rondón:

$$FCL = EBITDA - Inversiones - Impuestos$$

Las inversiones corresponden a todo el capital asociado a la perforación de los pozos nuevos y al costo de realizar los trabajos de reacondicionamiento. Mientras que los impuestos son calculados a partir de una base gravable, la cual está calculada por la siguiente ecuación:

$$Base\ gravable\ de\ impuestos = EBITDA - Depreciación$$

La depreciación se refiere a una disminución periódica del valor de un bien material o inmaterial. Esta depreciación puede derivarse de tres razones principales: el desgaste debido al uso, el paso del tiempo y la vejez. En este caso, la depreciación se realiza sobre el valor de la inversión multiplicado por un porcentaje de depreciación que corresponderá al volumen de petróleo producido en un lapso de tiempo sobre el volumen total producido.

4.3.2. Resultados. Para el plan de desarrollo de la unidad K2C en el campo Caño Rondón, se realizó la evaluación financiera mediante el cálculo del EBITDA y flujo de caja libre como se observa en la tabla 11.

Tabla 10.

Valores usados para cálculo de EBITDA y FCL

Descripción	Valor
Precio del petróleo	50 USD/BO
Regalías	8%
Costo transporte	8 USD/BO
Costo tratamiento químico	0.5 USD/BO
Costo mantenimiento de pozos	160,000 USD/(pozo*año)
Costo energía	0.11 USD/BF
Costo perforación pozo nuevo	5,000,000 USD
Costo trabajo de reacondicionamiento	700,000 USD
Impuestos	36%

Preliminarmente se definieron todos los costos asociados a la perforación de pozos nuevos y trabajos de reacondicionamiento, los indicadores asociados a costos operacionales, impuestos, y otros. Estos valores se ven reflejados en la tabla 10.

Como se puede observar en la tabla 11, todos los años se tendrán flujos de caja libre positivos, lo cual implica que el proyecto es económico desde el primer año de ejecución hasta el final de la vida de los pozos.

El valor presente neto del plan de desarrollo de la unidad K2C del campo Caño Rondón a una tasa de descuento del 15% será de 67.8 millones de dólares.

Tabla 11.

Cálculo de EBITDA y FCL para el plan de desarrollo

Año	# Pozos	Petróleo MMBO	Fluido MMBF	Ingresos MMUSD	Costos operacionales MMUSD	EBITDA MMUSD	Inversión MMUSD	Impuesto MMUSD	FCL MMUSD
1	4	1.47	3.50	67.73	13.57	54.16	12.80	18.11	23.25
2	7	1.28	5.95	58.85	12.66	46.19	5.70	14.89	25.60
3	9	1.02	7.35	46.94	10.88	36.06	0.70	11.54	23.82
4	9	0.54	7.56	24.90	6.87	18.02	0.00	5.72	12.30
5	9	0.34	7.56	15.78	5.19	10.60	0.00	3.33	7.27
6	5	0.17	4.48	7.67	2.76	4.90	0.00	1.53	3.37
7	2	0.06	1.75	2.68	1.02	1.66	0.00	0.52	1.15
8	0	0.01	0.28	0.38	0.15	0.23	0.00	0.07	0.16

5. Resultados

Este capítulo describe todos los resultados obtenidos en la identificación de nuevas oportunidades de desarrollo en la unidad K2C del campo Caño Rondón.

El análisis de la estratigrafía detallada fue realizado por el geólogo Camilo Andrés Díaz Morales (QEPD), y documentada por mi persona, logrando un mejor entendimiento del campo en la unidad Cretáceo. Los análisis de corazones y la propuesta de producción del Pozo-04 fueron realizados en conjunto con el geólogo, lo que permitió el descubrimiento de esta nueva unidad productora.

El aporte individual rige a partir de los resultados obtenidos con la prueba de producción en el Pozo-04, en donde se calibra el modelo petrofísico actual, realizando una actualización en el modelo de saturación y obteniendo como resultado la identificación de una nueva zona petrolífera, la unidad K2C, la cual no se había identificado con los registros convencionales del campo.

Posterior a ello, se realizó un cálculo volumétrico probabilístico de las reservas de la unidad K2C, obteniendo un rango entre 4.6 y 10.4 millones de barriles de petróleo estándar. Por otro lado, se realizó una estimación de las reservas a partir de curvas tipo, consiguiendo unas reservas de 5.4 millones de barriles de petróleo estándar, que corresponde al percentil 78 de la metodología probabilística. De esta manera, se definió un plan de desarrollo, que contempla la perforación de 3 pozos nuevos y 6 trabajos de reacondicionamiento en pozos existentes, obteniendo un flujo de caja positivo para la compañía con un valor presente neto (15%) de 67.8 millones de dólares.

6. Conclusiones

A través de la evaluación integrada de geología, yacimientos y petrofísica, se logra el entendimiento de la acumulación del hidrocarburo en la unidad K2C, identificando una nueva zona

petrolífera que anteriormente no era foco de desarrollo en el campo Caño Rondón. La estratigrafía detallada fue la clave al momento de su identificación, junto con la evaluación de núcleos de roca existentes. Esta unidad se destaca por tener intervalos arenosos de pocos pies de espesor, en donde los registros eléctricos no son concluyentes y una evaluación a la escala usada para los demás reservorios del campo no es suficiente para su caracterización. La unidad K2C fue probada en el Pozo-04 con excelentes resultados de producción: 2,000 Barriles de aceite por día y un corte de agua del 0%.

La saturación de agua del modelo petrofísico para la unidad K2C del campo Caño Rondón, fue actualizada con los resultados de producción del Pozo-04, dado que el valor de la resistividad del agua de formación en el modelo petrofísico no correspondía con el agua de producción proveniente directamente de la unidad. Este nuevo ajuste fue extrapolado a todos los pozos del campo, modificando la saturación de agua promedio del yacimiento a 38% y con este cambio, los intervalos de la unidad K2C se consideran petrolíferos.

El cálculo volumétrico probabilístico de las reservas para la unidad K2C en el campo Caño Rondón, se encuentra en un rango entre 4.6 y 10.4 millones de barriles de petróleo estándar (P90 y P10, respectivamente). Por otro lado, el cálculo de las reservas realizado a partir de la evaluación de curvas tipo, contempla drenar 5.4 millones de barriles de petróleo estándar, localizándose dentro del rango realizado por la metodología probabilística, obteniendo una probabilidad P78.

El plan de desarrollo evaluado permitió la identificación de 6 pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento y la perforación de 3 pozos nuevos para la unidad K2C del campo Caño

Rondón. Una evaluación financiera para este plan, concluye que el proyecto es económico desde el primer año de ejecución hasta el final de la vida de los pozos, obteniendo un valor presente neto de 67.8 millones de dólares a una tasa de descuento del 15%.

Referencias bibliográficas

- Archie, G. (1950). Introduction to petrophysics of reservoir rocks. *Boletín AAPG*.
- Avedaño, J. (2015). *Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas*. México: Instituto Politécnico Nacional.
- Becerra, M., Torres, M., & Salgado, A. (2012). *Recognition and Causes of low resistivity pay zones in Cretaceous Clastic Reservoirs: A case Study from an oilfield in Northern Llanos Basin, Colombia*. Houston: SPWLA 53rd Annual Logging Symposium.
- Corrales, A. (2006). *Modelo geológico del campo Caño Rondón*. Occidental de Colombia, LLC.
- Crain, E. (2012). *Crain's Petrophysical Handbook*. Spectrum.
- Dalkhaa, C. (2005). *Study of modeling of water saturation in Archie and non Archie porous media*.
- Díaz, C. (2012). *Evaluación del agua de producción en Llanos Norte y sus implicaciones en la interpretación petrofísica*. (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Díaz, C. (2017). *Notas de trabajo inédito*. Occidental de Colombia, LLC.
- Dortman, N. (1992). *Handbook Petrophysics*.
- Gabela, V. (1985). Asociación ECOPEPETROL-Occidental Campo Caño Limón, Llanos Orientales de Colombia. . *II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas*. Bogotá.
- Levorsen, A., & Berry, F. (1967). *Geology of petroleum (Vol 8)*. San Francisco: WH Freeman.
- Magoon, L., & Dow, W. (1994). The petroleum system: From source to trap. *AAPG Memoir 60*, (pág. 665).
- Molina, J. (1991). *Notas de trabajo inédito*. Occidental de Colombia, LLC.

OPC Reserves Group. (2018). *The application of type curves to primary recovery methods*.

Occidental de Colombia, LLC.

Robertson Research. (1985). *Caño Limón Properties suggest high recovery factor*. Oil and Gas Journal.

Ross & Associates LLP. (2017). *Risk analysis, prospect evaluation and exploration economics*.

Serrano, J. (2010). *Matemáticas financieras y evaluación de proyectos*. Bogotá: Uniandes.

Villa, M. (2001). *Estudio estructural del sistema de fallas de Caño Limón en el área de Cravo Norte*. (tesis de pregrado). Universidad de Caldas, Manizales, Colombia.