

**EVALUACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN LLANOS NORTE Y SUS
IMPLICACIONES EN LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA**

CAMILO ANDRÉS DÍAZ MORALES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2012

**EVALUACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN LLANOS NORTE Y SUS
IMPLICACIONES EN LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA**

CAMILO ANDRES DIAZ MORALES

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Geólogo**

**Director:
CARLOS MAURICIO TORRES
Geólogo**

**Codirector:
LUIS ENRIQUE CRUZ GUEVARA
Geólogo PHD**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2012

AGRADECIMIENTOS

A mi padre Gentil Enrique Díaz Pinto por enseñarme que con esfuerzo se consiguen grandes logros, a mi madre Isabel Cristina Morales Chaves y a mis hermanos Cristina y Santiago por acompañarme en los momentos más importantes de mi vida.

A mi tía Rosita, mi tío Fabio y mis hermanitas Pau y Nana porque gracias a ellos aprendí que en la vida se consigue todo lo que se quiere con dedicación y compromiso.

A mi director, que es más un amigo Carlos Mauricio Torres por dirigir este proyecto y apoyarme en mi primera experiencia profesional.

Al profesor Luis Enrique Cruz por su colaboración y dirección en este proyecto.

A todos mis compañeros de Oxy Martica, Christian, Balmore, Rafa, Jules, Javi, Dianita, Andreita, Erik, Jose, Cristi, Hamblet, Alvaro, Zorel, Robert y Claudia por apoyarme en todo lo que necesite.

A las personas que siempre estuvieron conmigo y me brindaron su sincera amistad en la universidad, Alfonso Palacio, Eliana Beltrán, Daniel Díaz.

A Juan Quecho por su colaboración y ayuda.

A Leidy y Mariana muchas gracias por todo.

Las palabras no son suficientes para expresar mis agradecimientos por su colaboración, espero nos encontremos más adelante y celebremos juntos este triunfo que se lo dedico a todos ustedes en especial a mi papá.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. OBJETIVOS	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS SECUNDARIOS	16
2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	17
3. GEOLOGÍA REGIONAL	19
4. ESTRATIGRAFÍA	22
4.1 MESOZOICO	22
4.1.1 Cretácico	22
4.2 CENOZOICO	23
4.2.1. Paleógeno	24
4.2.2. Paleogeno-Neogeno	24
4.2.3. Neógeno	24
4.2.4. Cuaternario	25
5. MARCO TEORICO	27
5.1 PETROFÍSICA Y LEY DE ARCHIE'S	27
5.2 MECANISMO DE SOPORTE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO	32
6. METODOLOGIA	34
7 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	37
7.1 BASE DE DATOS DE RESISTIVIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN	37
7.2 IDENTIFICACIÓN DE LA ZONA DE TRABAJO	37
7.3 BASE DE DATOS DE RESISTIVIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN FORMATO EXCEL	38
8. ANÁLISIS DE DATOS	39
8.1 BASE DE DATOS	39

8.2 CORTE DE AGUA VS RW PARA LOS POZOS ABIERTOS EN EL INTERVALO DE PRODUCCIÓN K3A1	42
8.3 RW VS PRODUCCIÓN ACUMULADA PARA LOS POZOS ABIERTOS EN EL INTERVALO DE PRODUCCIÓN K3A1	43
8.4 RW VS TIEMPO DE PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS ABIERTOS EN EL INTERVALO DE PRODUCCIÓN K3A1	44
9. MODELO DE CIRCULACIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO CARICARE	45
10. INTEGRACIÓN EN EL TIEMPO DEL MODELO GEOLÓGICO Y EL MODELO DE CIRCULACIÓN DE FLUIDOS PARA EL CAMPO CARICARE	46
10.1 MODELO GEOLOGICO DEL CAMPO CARICARE	46
10.2 CIRCULACIÓN DE FLUIDOS EN EL CAMPO CARICARE POR SEMESTRES DESDE QUE EMPEZÓ SU PRODUCCIÓN	50
10.2.1. Condiciones iniciales de circulación de fluidos en el campo Caricare	51
10.2.2 Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2006, iniciando con RWAP	54
10.2.3. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el segundo semestre del 2006.	56
10.2.4. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2007	58
10.2.5. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el segundo semestre del 2007	60
10.2.6. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2008	62
10.2.7. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el segundo semestre del 2008	64
10.2.8. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2009	66
10.2.9. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el segundo semestre del 2009	68

10.2.10. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2010	70
10.3 FUNCIONALIDAD DE LOS DATOS DE RESISTIVIDAD DE AGUA DE PRODUCCION	71
CONCLUSIONES	73
BIBLIOGRAFIA	75

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Ubicación geográfica de la zona de estudio. figura 1a. modificada de Barrero ET AL. (2007).	18
FIGURA 2. Geometría de la cuenca tipo Foreland de los Llanos Orientales Colombia y posición del campo Caño Limón dentro de la cuenca. tomado de Cleveland y Molina (1990).	20
FIGURA 3. Estructuras principales en el Campo Caño Limón mostrando los tres principales sistemas de fallas y los bloques levantado (Morado) y caído (Amarillo).	21
FIGURA 4. Columna estratigráfica para el área de Cravo Norte. tomada de Alarik (2003).	26
FIGURA 5. Roca con matriz limpia 100% saturada en agua.	28
FIGURA 6. Recorrido de una corriente eléctrica a través de una roca con matriz limpia 100% saturada en agua.	29
FIGURA 7. Roca con matriz limpia saturada con agua e hidrocarburo.	30
FIGURA 8. Mecanismo de soporte de presión por recarga de un acuífero infinito.	33
FIGURA 9. Flujodiagrama mostrando la metodología para la realización del proyecto.	36
FIGURA 10. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo Pozo B.	39
FIGURA 11. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo Pozo C.	40
FIGURA 12. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo Pozo D.	40
FIGURA 13. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo Pozo J.	41
FIGURA 14. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo Pozo 1A.	41

FIGURA 15. Corte de agua Vs RW.	42
FIGURA 16. RW Vs Producción acumulada.	43
FIGURA 17. RW Vs Tiempo de producción.	44
FIGURA 18. Variación de la resistividad del agua de producción en el campo caricare.	45
FIGURA 19. Mapa estructural del campo Caricare. tomado Davila y Corrales (2009).	46
FIGURA 20. Mapa de anomalías sísmicas para el tope del intervalo K3FS3. tomado Davila y Corrales (2009).	47
FIGURA 21. Mapa de arena neta generado a partir de registros eléctricos y anomalías sísmicas. tomado Davila y Corrales (2009).	48
FIGURA 22A. Correlación mostrando un corte transversal a los tres canales principales.	49
FIGURA 22B. Modelo geológico del intervalo productor K3FS3 para el Campo Caricare. tomado Davila y Corrales (2009).	50
FIGURA 23. Condiciones iniciales de circulación de fluidos en el Campo Caricare.	52
FIGURA 24. Registros eléctricos del Pozo B mostrando una zona de arela limpia inmediata al contacto agua aceite donde se puede medir la resistividad aparente.	53
FIGURA 25. Condiciones del campo durante el primer semestre del 2006.	55
FIGURA 26. Condiciones del campo durante el segundo semestre del 2006	57
FIGURA 27. Condiciones del campo durante el primer semestre de 2007.	59
FIGURA 28. Condiciones del campo durante el segundo semestre de 2007.	61
FIGURA 29. Condiciones del campo durante el primer semestre de 2008.	63
FIGURA 30. Condiciones del campo durante el segundo semestre de 2008.	65
FIGURA 31. Condiciones del campo durante el primer semestre de 2009.	67
FIGURA 32. Condiciones del campo durante el segundo semestre de 2009.	69
FIGURA 33. Condiciones del campo primer semestre de 2010	71

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA1. Tabla mostrando las variaciones de resistividad de agua para el intervalo K3A1 del Campo Caricare. tomada de la base de datos de resistividad de agua occidental de Colombia división Llanos norte	38

RESUMEN

TITULO: Evaluación del Agua de Producción en un Campo del Área de Llanos Norte y sus Implicaciones en la Interpretación Petrofísica

AUTOR: Camilo Andrés Díaz Morales **

PALABRAS CLAVES: Resistividad, Petrofísica, Registros Eléctricos, Agua Connata, Acuífero

Durante el proceso de evaluación petrofísica de un pozo, la información disponible para este análisis, viene de registros eléctricos y pruebas que se realicen en la perforación del pozo, con estos datos se puede definir el tipo de litología existente en el campo y la porosidad de las arenas que podrían ser reservorio de hidrocarburo; pero al momento de calcular la saturación de hidrocarburo en una roca reservorio, esta medida depende directamente de la resistividad del agua (R_w) que se encuentra junto con el hidrocarburo en el yacimiento, normalmente se infiere de alguna zona por debajo de la zona con hidrocarburo donde se tenga una arenisca totalmente limpia y la saturación de agua sea del 100%, lo cual es muy variable ya que no sabemos si las zonas saturadas en agua tienen las mismas características que el agua que tenemos junto con el hidrocarburo o las características son diferentes por provenir de otra fuente. A continuación, se integran para un campo, datos de resistividad de agua de producción medida en laboratorio con el modelo geológico, mostrando el comportamiento de la resistividad a través de la historia de producción del campo para un intervalo de producción cada semestre desde que empezó a producir, con el fin de demostrar la importancia de una base de datos donde se consigne la resistividad del agua de producción medida en laboratorio a la hora de realizar un análisis petrofísico y de comprender el comportamiento del campo a través de la historia de producción.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Carlos Mauricio Torres, Geólogo Desarrollo Occidental de Colombia. Codirector: Luis Enrique Cruz Guevara, Geólogo PHD.

ABSTRACT

TITLE: Evaluation of Production Water in a Field of Llanos Norte Area and your Implications on Petrofysical Interpretation*

AUTHOR: Camilo Andres Diaz Morales**

KEYWORDS: Resistivity, Petrophysic, Electric Logs, Connata Water, Acuifer

During the process of petrophysical evaluation of a well, the available information for this analysis is collected from well logs and tested in well driller, with these data can be defined the lithology in field and the sandstone porosity that could be reservoir of hydrocarbon, but when calculating the hydrocarbon saturation in a reservoir rock, this measure is directly related with the water resistivity (R_w) found together with the oil in the reservoir, usually is inferred from a zone bellow the oil zone where have a clean sandstone and the water saturation is 100%, which is very variable because we don't know whether or not the water saturation zones have the same characteristics as the water together with the oil or the characteristics are different as they come from another source . Next, is integrate for a field, water resistivity data measure in laboratory of production water with the geological model, showing the behavior of the resistivity across the field production history for an interval of production each semester since it began production, to demonstrate the importance of a database where data are collected for water production resistivity measured in laboratory during a petrophysical analysis and understanding the behavior of the field across the production history.

* Graduation Project

** Faculty of Engineering physicochemical. School of Geology. Manager: Carlos Mauricio Torres Geologist. Codirector: Luis Enrique Cruz Guevara, Geólogo PHD.

GLOSARIO

AGUA CONNATA: Agua que se encuentra retenida en el yacimiento junto con el hidrocarburo, su procedencia data desde la formación de la roca reservorio, es agua que quedó atrapada en la roca cuando esta se formó.

AGUA DEL ACUIFERO: Es el agua de empuje, se recarga constantemente con agua de superficie, lo que permite mantener la presión en el yacimiento y así extraer el hidrocarburo de una manera natural sin gasto energético, adicional.

AGUA DE PRODUCCIÓN: Agua que se obtiene junto con el hidrocarburo al empezar a producir el pozo, puede ser Agua Connata o Agua del Acuífero o una mezcla de las dos.

RESISTIVIDAD: La resistividad es la resistencia eléctrica específica de un material. Se designa por la letra griega rho minúscula (ρ) y se mide en ohmios por metro (Ωm).

Su valor describe el comportamiento de un material frente al paso de corriente eléctrica, por lo que da una idea de lo buen o mal conductor que es. Un valor alto de resistividad indica que el material es mal conductor mientras que uno bajo indicará que es un buen conductor.

INTRODUCCIÓN

Debido a la necesidad de mejorar el recobro de hidrocarburos en un campo maduro, se hace necesario tener un entendimiento de las propiedades en las rocas reservorio como: calidad de arena, porosidad, saturación de agua, ya que finalmente estos parámetros son los que permiten decidir si es económicamente viable o no producir hidrocarburo de un intervalo. De acuerdo con las propiedades de la roca reservorio se pueden identificar unas condiciones mínimas para producir hidrocarburo de esta arena (por ejemplo en este caso: Porosidad > 20%, Volumen de arcilla < 30%, y Saturación de hidrocarburo > 60%), por esto si las condiciones determinadas a partir de la petrofísica no tienen en cuenta datos puntuales de laboratorio de parámetros que influyen directamente en el cálculo de saturación de agua se pueden perder oportunidades de recobro de hidrocarburo o sobreestimar hidrocarburo. En Occidental de Colombia se tiene la oportunidad de realizar un proyecto de interés para la empresa con el apoyo de todo el equipo de trabajo y el nombramiento de un tutor Carlos Mauricio Torres que brinda una guía para el desarrollo del proyecto. Este proyecto se presenta como trabajo de grado requisito para obtener el título de Geólogo.

Se describe a continuación la metodología seguida para la realización del proyecto. Todo, con el objetivo de demostrar la importancia de una base de datos confiable, donde se acumulen los datos de R_w de producción, que ayude en la evaluación petrofísica, y generar un procedimiento para la toma periódica de muestras de agua de producción y su tratamiento con el fin de obtener datos confiables.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Mejorar el entendimiento de la variación del R_w a través de la historia de producción para los campos del área Llanos Norte.

1.2 OBJETIVOS SECUNDARIOS

- Entender las interacciones entre el agua connata (salobre) y el agua fresca del acuífero y sus variaciones en salinidad a través de la historia de producción.
- Corroborar las direcciones del frente de agua en el área de estudio.
- Generar una base de datos donde se acumulen los datos de R_w de agua de producción.
- Establecer procedimientos y metodologías para la toma y análisis de muestras en campo.

2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La cuenca de los Llanos Orientales está limitada al N por el río Arauca, al E por el escudo de la Guyana, al W por las fallas de la Cordillera oriental y al S por la Serranía de la Macarena (Figura 1a); al N de esta cuenca en el departamento de Arauca se encuentra el área comercial de los contratos Cravo Norte, Rondón y Cosecha entre la población de Arauquita y el caserío de La Yuca, está ubicada 0.5 Km. al S del río Arauca y a 50 Km. de la ciudad de Arauca (Figura 1b); en el contrato Rondón se encuentran los campos Caño Rondón y Caricare, este trabajo se centra en el campo Caricare dentro del contrato de asociación Rondón (Figura 1c).

Figura 1. Ubicación Geográfica de la zona de estudio. Figura 1a. Modificada de Barrero et al. (2007).

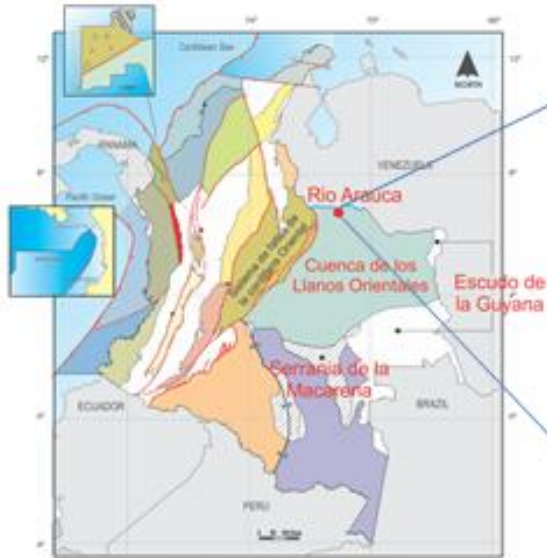


Figura 1a. Ubicación Cuenca de los Llanos Orientales Colombia.



Figura 1b. Ubicación de los contratos de asociación Cravo Norte, Rondón y Cosecha, al norte de la cuenca de los Llanos Orientales Colombia.

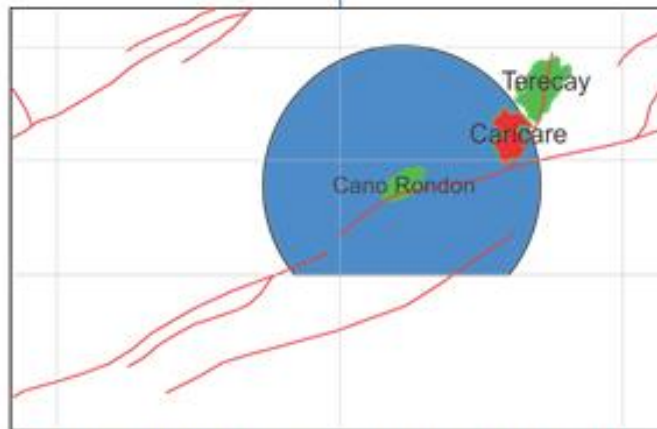
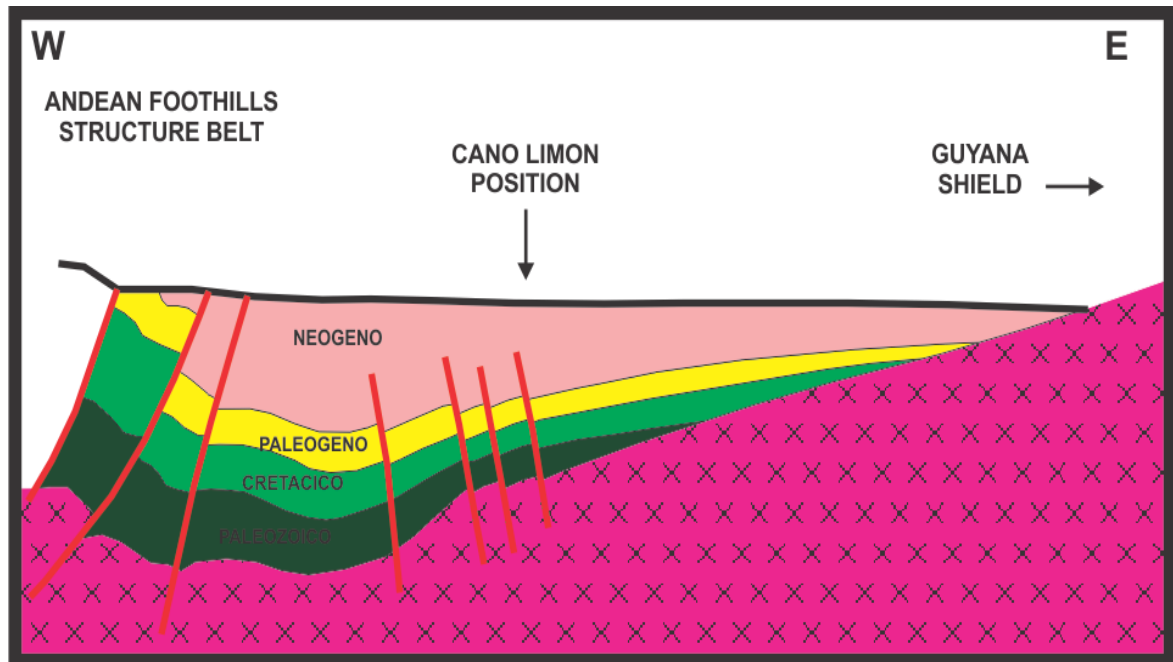


Figura 1c. Ubicación del campo Caricare en rojo dentro del contrato Rondón.

3. GEOLOGÍA REGIONAL

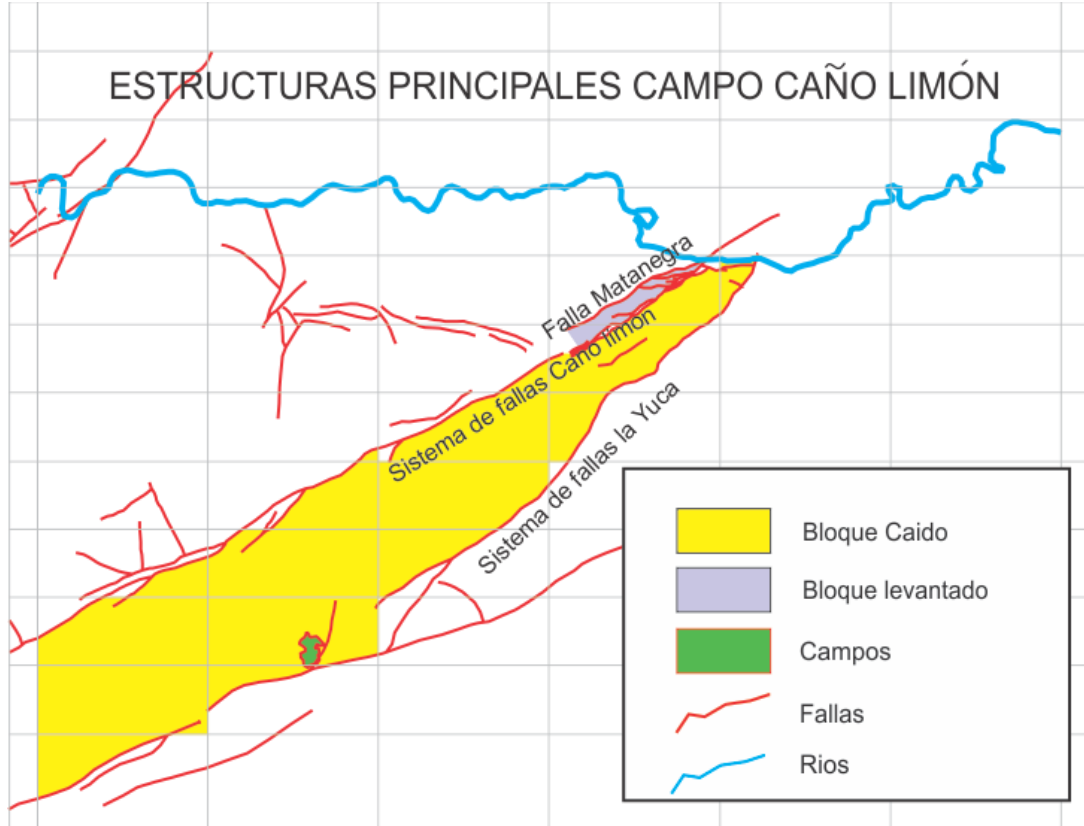
Los yacimientos en los contratos de asociación Cravo Norte, Rondón y Cosecha presentan un sistema petrolífero completo (Figura 4), y cuentan con rasgos estructurales necesarios para el entrapamiento de petróleo generado por la secuencia cretácica (Fm. Gachetá); las rocas reservorio están comprendidas por arenas con edades del Cretácico al Oligoceno, depositadas en ambientes de sistemas regresivos gradando a marinos someros (Cretácico), hasta llegar a ambientes deltaicos y fluviales de depositación (Fm. Carbonera). La zona pertenece a la cuenca de los Llanos Orientales caracterizada como una cuenca foreland asimétrica donde la secuencia sedimentaria se acuña hacia el E (Figura 2). Las estructuras del área de estos tres contratos se encuentran influenciadas por el Arco de Arauca, y están divididas en bloques separados por varias fallas normales con componente de rumbo dextral, las cuales dividen éstos como diferentes campos. Las estructuras están controladas por tres fallas normales principales que presentan componentes de rumbo dextrales, las fallas de Caño Limón, Matanegra y La Yuca. La falla de Caño Limón es la falla principal con un desplazamiento máximo vertical de 450 pies, está, separa el bloque de La Yuca - Caño Limón, (bloque caído) del bloque Matanegra (bloque levantado). La falla de La Yuca tiene un desplazamiento máximo vertical de 400 pies, mientras que la falla de Matanegra tiene un desplazamiento máximo aproximado de 50 pies (Figura 3). Las fallas de Matanegra, Caño Limón y la Yuca son de carácter sellante en la mayoría de su extensión (Villa, 2001).

Figura 2. Geometría de la cuenca tipo foreland de los Llanos Orientales Colombia y posición del campo Caño Limón dentro de la cuenca. Tomado de Cleveland y Molina (1990).



Se reconocen tres discordancias regionales a partir de información sísmica y de pozos, que corresponden al límite Cretácico Inferior-Superior, el Cretácico Superior – parte inferior de la Formación Carbonera y el límite Superior de la Formación Carbonera.

Figura 3. Estructuras Principales en el Campo Caño limón mostrando los tres principales sistemas de fallas y los bloques levantado (morado) y caído (amarillo).



4. ESTRATIGRAFÍA

La cuenca tipo foreland de los llanos Orientales, está limitada por el sistema de fallas del borde llanero al W y el cratón al E. 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 formaciones perforadas se extienden desde el Pre-Cretácico hasta el reciente (Figura 4).

4.1 MESOZOICO

En el área de Cravo Norte se reconocen tres unidades de interés depositadas durante el Mesozoico, las cuales son descritas brevemente así.

4.1.1 Cretácico. Está determinado por unidades de flujo para manejo dentro de la compañía, por esta razón las unidades no aparecen con los nombres ya definidos para esta cuenca por diferentes autores.

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 150y 300 pies.

Unidad K2

Está dividida en diferentes niveles operacionales separados, según sus características en K2A, K2B y K2C (Serrano y Urrego, 1996 en Rodríguez, 2009). 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. Su espesor varía 73' a 147'. 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 (Serrano y Urrego, 1996 en Rodríguez, 2009). En esta unidad se determinaron asociaciones faciales correspondientes a depósitos de plataforma marina. La parte superior de esta unidad constituye parasecuencias de carácter agradacional (Bogotá, 1988). Esta unidad es correlacionable con el grupo Guadalupe, presente al occidente de la cuenca de los llanos (Molina, 1991).

4.2 CENOZOICO

En el área de Cravo Norte se reconocen cuatro unidades depositadas durante el Cenozoico, las cuales son descritas brevemente así.

4.2.1. 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 (Serrano y Urrego, 1996 en Rodríguez, 2009). 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.

4.2.2. Paleogeno-Neogeno.

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 son productivos dos; C4 y C5 y están divididos en zonas C4A, C4B, C5A y C5B. El espesor promedio de este paquete es de 1500 pies.

4.2.3. Neógeno

Formación León (Mioceno Medio)

Esta formación consiste de una secuencia arcillosa, con pequeñas interestratificaciones arenosas y carbonosas, color gris verdoso y café

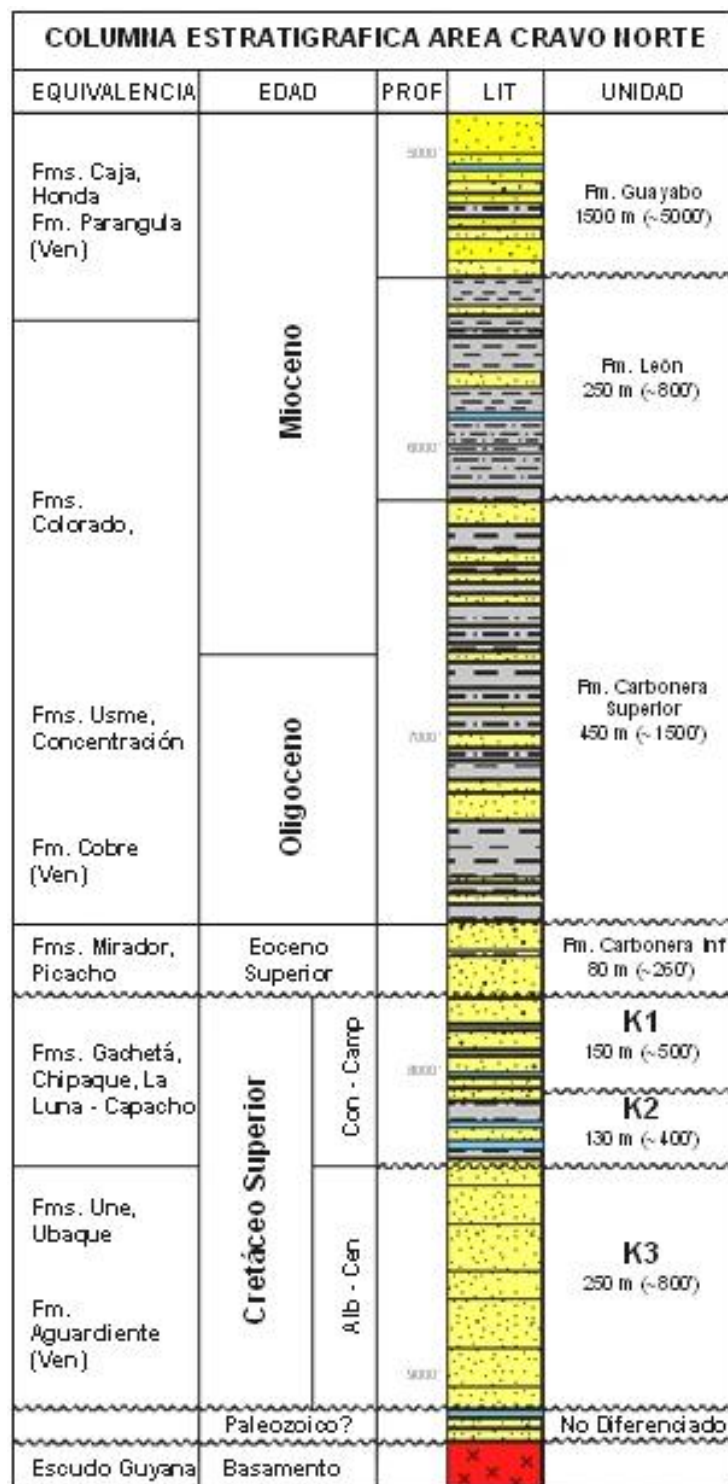
ocasionalmente micáceo. Se depositó en un ambiente marino transicional. (Robertson Research, 1985).

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 5.000 pies.

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

Figura 4. Columna estratigráfica para el área de Cravo Norte. Tomada de Alarik (2003).



5. MARCO TEORICO

Para el desarrollo del proyecto, se necesita tener conocimientos básicos sobre petrofísica, ley de Archie's y mecanismo de soporte de presión del yacimiento, con el fin de poder integrar los datos de resistividad de agua de producción en el modelo geológico, y entender el drenaje del yacimiento a través del tiempo.

5.1 PETROFÍSICA Y LEY DE ARCHIE'S

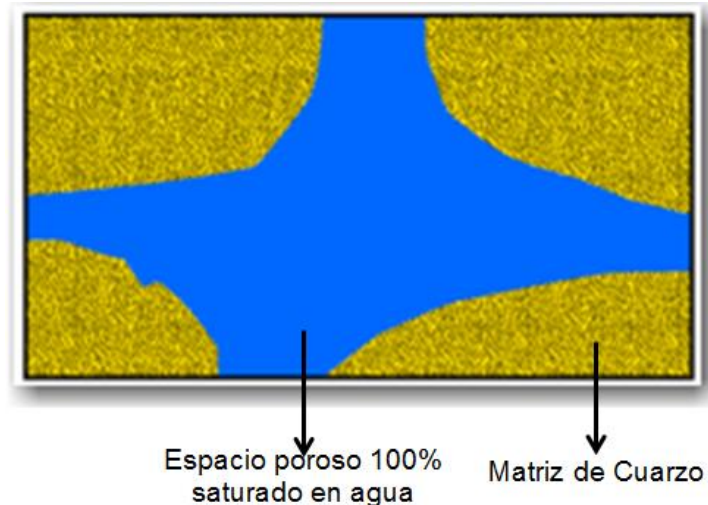
La petrofísica es una especialidad que reúne los conocimientos de ingeniería de petróleo, geofísica y geología; la cual ayuda a determinar cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma, además muestra las relaciones de los fluidos y su movimiento a través del medio poroso presente en el yacimiento.

Muchas personas fueron responsables por el avance de la tecnología en la actual industria Petrolera. Gus Archie's es uno de ellos. En los años 40 él desarrolló a través de experimentos en laboratorio una relación entre la Porosidad, Resistividad y Saturación de agua. Los experimentos de Archie se hicieron en rocas limpias de areniscas. Este es el motivo por el cual el contenido de arcilla no está presente en la ecuación de Archie. Todas las ecuaciones que vinieron después de Archie en un intento para tomar el efecto de la arcilla en la roca se reducen a la ecuación de Archie cuando el contenido de arcilla se aproxima de cero (Barwin et al, 1990).

La ecuación de Gus Archie se basó en tres relaciones midiendo resistividades en rocas con condiciones conocidas, a continuación veremos estas relaciones y que involucran:

La resistividad (R_o) de una roca con una matriz de cuarzo (no conductor) y su espacio poroso 100% saturado en agua (Figura 5), obteniendo la siguiente relación:

Figura 5. Roca con matriz limpia 100% saturada en agua.



$$R_o = F * R_w$$

Dónde:

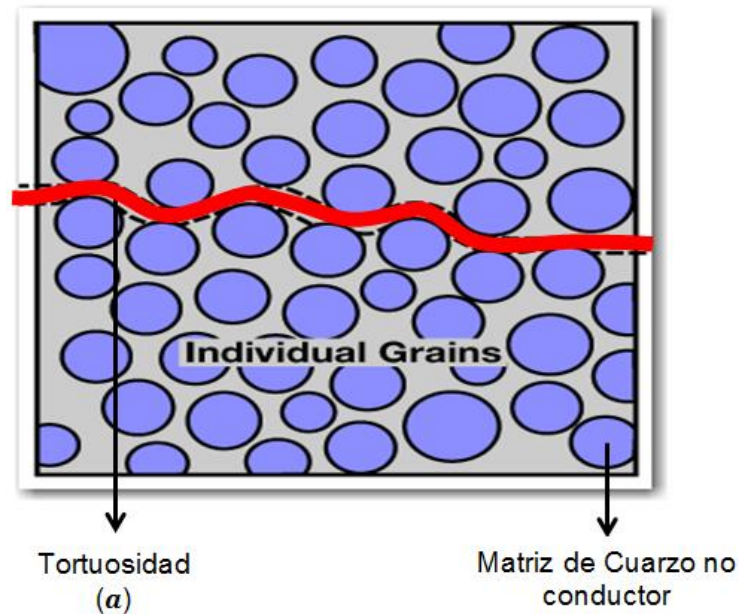
R_o = Resistividad total de la roca 100% saturada en agua

F = Factor de formación

R_w = Resistividad del agua presente en la roca

2. Cuando se hace pasar una corriente eléctrica por una roca con una matriz completamente de cuarzo, la corriente eléctrica tiene que circular por los fluidos que se encuentran en el espacio poroso ya que el cuarzo es un material no conductor, es por esto que el camino que recorre la corriente es un camino siguiendo los espacios porosos a esto se le llama tortuosidad (α) (Figura 6), el factor de formación se debe a esto y se relaciona de la siguiente manera:

Figura 6. Recorrido de una corriente eléctrica a través de una roca con matriz limpia 100% saturada en agua.



$$F = \frac{\alpha}{\phi^m}$$

Dónde:

F = Factor de formación

α = Coeficiente de tortuosidad

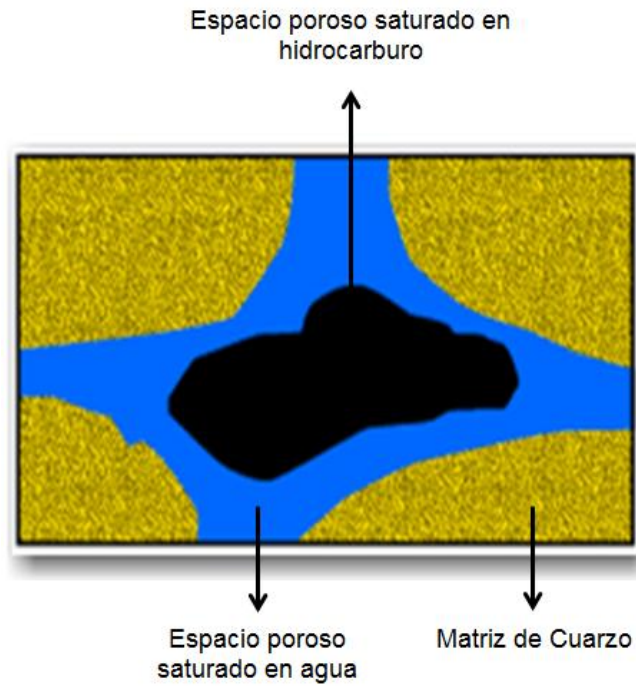
ϕ = porosidad efectiva de la roca

m = exponente de cementación de la roca

El exponente de cementación es el que nos dice que tanto incrementa la resistividad a causa de la red porosa en la roca, usualmente para areniscas poco consolidadas puede tener valores hasta de 1, pero para areniscas consolidadas usualmente se encuentra entre 1.8 y 2.

3. Por ultimo Archie tomo una roca como comúnmente se encuentra en un yacimiento, el agua connata cubriendo los granos de cuarzo de la matriz y el hidrocarburo en el centro del espacio poroso (Figura 7) encontrando lo siguiente:

Figura 7. Roca con matriz limpia saturada con agua e hidrocarburo.



$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t}$$

Dónde:

S_w = Saturacion de agua

n = Exponente de saturacion

R_o = Resistividad de la roca 100% saturada en agua

R_t = Resistividad total de la roca

A partir de estas tres relaciones tenemos:

$$R_o = F * R_w$$

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t}$$

Reemplazando 2 en 1

$$R_o = \frac{a}{\phi^m} * R_w$$

Reemplazando 4 en 3

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t}$$

De acuerdo a la ecuación (5) se muestran los diferentes parámetros para obtener la S_w de un yacimiento si se tiene una arenisca totalmente limpia. Los parámetros n , a y m se obtienen de análisis en núcleos, la resistividad total (R_t) se obtiene del registro resistivo, la porosidad efectiva se obtiene a partir de los registros densidad y porosidad neutrón ϕ , a partir del registro sónico, el único parámetro que faltara obtener es la resistividad de agua (R_w); esta resistividad se trata de inferir de zonas totalmente saturadas en agua cercanas al reservorio, pero son datos poco confiables ya que estas zonas pueden contener aguas provenientes de otras fuentes. Como las arenas en un reservorio no son totalmente limpias se utilizan modificaciones de la ecuación de Archie's para introducir el efecto de la

arcillosidad en la roca, pero cuando la arcillosidad es cero, la ecuación se reduce a la inicial de Archie's.

5.2 MECANISMO DE SOPORTE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO

Los hidrocarburos son producidos a través de pozos y suelen aprovechar el efecto de los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento. Antes de iniciar la explotación, los fluidos se encuentran confinados a altas presiones y temperaturas. Cuando se perfora un pozo, se crea un diferencial que permite la expansión del sistema roca-fluidos, lo cual empuja a los hidrocarburos hacia la superficie. A medida que la producción continúa el yacimiento va perdiendo energía, hasta que llega el momento en que se requieren inversiones económicas adicionales para mantener su producción a través de nuevos mecanismos. Los proyectos posibles, incluyen la implantación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, el uso de sistemas artificiales de producción para llevar el aceite del fondo de los pozos hacia la superficie y la optimización de las instalaciones superficiales de producción.

El mecanismo de soporte de presión más rentable para la producción de hidrocarburos es por empuje de un acuífero infinito, ya que no se requieren inversiones económicas adicionales para la extracción del hidrocarburo (Figura 8 a, b y c). En este caso el acuífero se recarga constantemente en superficie llevando el agua hasta el yacimiento, esta empuja el hidrocarburo constantemente hasta superficie desocupando el yacimiento, dejando en la roca reservorio solo el hidrocarburo residual y agua (Figura 8d).

Figura 8. Mecanismo de soporte de presión por recarga de un acuífero infinito.

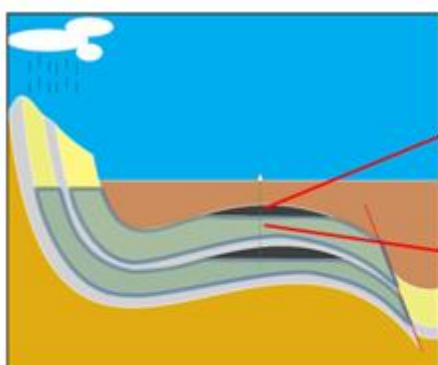


Figura 9a. Esquema de un yacimiento, donde su sistema de soporte de presión es por recarga de un acuífero infinito, vemos los reservorios de hidrocarburo y el acuífero que se está recargando continuamente gracias a la conectividad de la roca reservorio con fuentes de recarga en superficie.

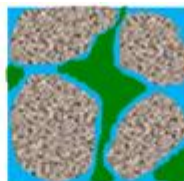


Figura 8b. Condiciones de la roca reservorio en el yacimiento por encima del contacto agua aceite, vemos el agua connata rodeando los granos de la roca y el hidrocarburo entre los granos.

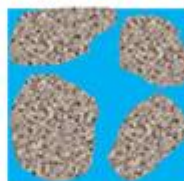


Figura 8c. Condiciones de la roca reservorio en el yacimiento por debajo del contacto agua aceite, vemos el agua que puede ser connata o una mezcla entre agua del acuífero y agua connata relleno el total de la porosidad de la roca.

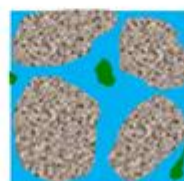


Figura 8d. Condiciones de la roca reservorio en el yacimiento después de poner a producir el pozo, vemos como el agua del acuífero ha entrado expulsando la mayoría de hidrocarburo, dejando solo el hidrocarburo residual en la roca.

Este mecanismo de soporte de presión es el que se encuentra en el área de estudio.

6. METODOLOGIA

La siguiente es la metodología utilizada en la realización del presente proyecto (Figura 9).

Una breve explicación de las actividades realizadas de acuerdo a la metodología seguida es la siguiente:

Fase 1 Consulta Bibliográfica y recopilación de la información, en esta fase se llevó a cabo la consulta bibliográfica con el fin de comprender la importancia de la resistividad del agua en un análisis petrofísico y la forma de drenaje del campo a estudiar (ver Marco Teórico). Al mismo tiempo se realizó la recopilación de la información disponible en la empresa donde se tuvieran datos de resistividad en agua de producción (ver Recopilación de la Información).

Fase 2 Construcción de la base de datos completa, con la información recolectada se construyó una base de datos en Excel la cual no se muestra en su totalidad por ser información confidencial para la compañía, esta contiene toda la información disponible hasta la fecha de medidas de resistividad a agua de producción en laboratorio (ver Recopilación de la Información).

Fase 3 Identificación de la zona de trabajo, con la base de datos completa se identificó el campo que tuviera más datos tomados en diferentes fechas y que mostrara la variación de resistividad con el tiempo de producción (ver Recopilación de la Información).

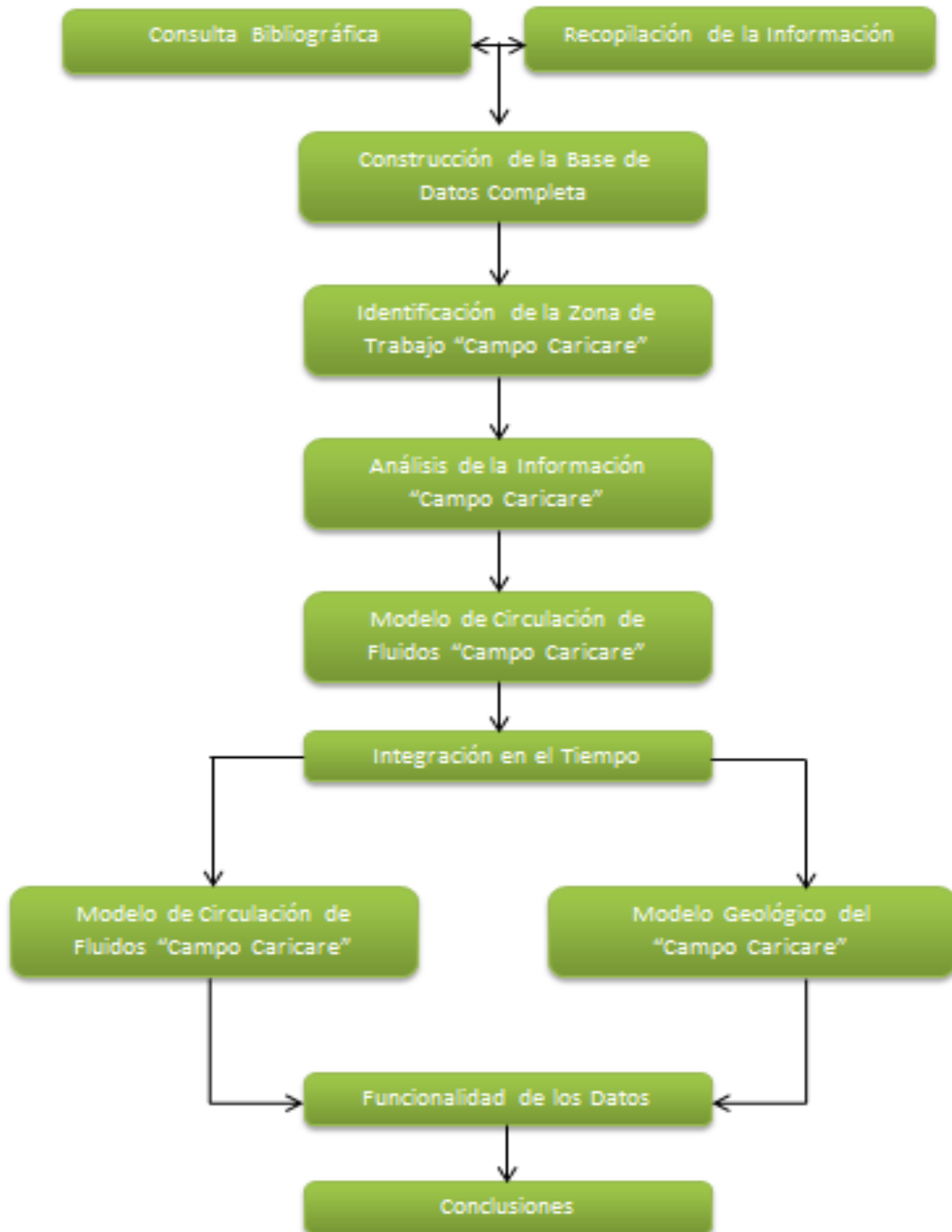
Fase 4 Análisis de la información, se construyeron graficas de tendencia para ver el comportamiento de los datos con respecto a la historia de producción (ver Análisis de Datos).

Fase 5 Modelo de circulación de fluidos del Campo Caricare, con base en el Análisis de datos se obtuvo como resultado un modelo de circulación de fluidos para el campo caricare (ver Modelo de circulación de fluidos del campo caricare).

Fase 6 Integración en el tiempo del modelo geológico y el modelo de circulación de fluidos del campo caricare, se ubicaron en un mapa en planta del modelo geológico los datos de resistividad por semestres desde que empezó a producir el campo mostrando la variación de la resistividad en el tiempo de producción (ver Integración en el tiempo del modelo geológico y el modelo de circulación de fluidos del campo caricare).

Fase 7 Conclusiones.

Figura 9. Flujodiagrama mostrando la Metodología para la realización del proyecto.



7 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

7.1 BASE DE DATOS DE RESISTIVIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN

Se creó una base de datos de resistividad de agua de producción de todos los pozos del Campo Caño Limón en Excel, con el fin de compilar toda la información existente.

La información de la resistividad de agua de producción fue tomada de:

Pruebas DST

Análisis de aguas de los laboratorios Oxy en el complejo Cano Limón

Análisis de aguas por los laboratorios Corelab

Información acerca del proceso de muestreo y análisis en laboratorio

7.2 IDENTIFICACIÓN DE LA ZONA DE TRABAJO

De la base de datos completa para el campo Caño Limón se escogió para el estudio el campo con más datos distribuidos en el tiempo de producción este fue el campo Caricare. Por ser información confidencial para la compañía solo se publican los datos para los pozos que fueron objeto de estudio en este trabajo y se le cambian los nombres a dichos pozos (Tabla 1).

7.3 BASE DE DATOS DE RESISTIVIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN FORMATO EXCEL

Tabla1. Tabla mostrando las variaciones de resistividad de agua para el intervalo K3A1 del campo Caricare. Tomada de la base de datos de resistividad de agua Occidental de Colombia división Llanos Norte

POZO	FECHA	INTERVALO ABIERTO	UNIDAD	PH	RESISTIVIDAD	CONDUCTIVIDAD	TEMPERATURA deg C
B	7/1/2006	10724-10730, 10734-	K3A1	8.1	0.80	12558	
B	2/1/2008	10724-10730, 10734-	K3A1	7.5	0.85	11780	
B	7/16/2008	10724-10730, 10734-	K3A1	7.5	6.99	1430	
B	3/16/2009	10724-10730, 10734-	K3A1		6.99	1430	
B	10/7/2009	10724-10730, 10734-	K3A1	N/D	7.38	1355	
B	2/2/2010	10724-10730, 10734-	K3A1	7.55	0.67	14870	
B	3/3/2010	10724-10730, 10734-	K3A1	7.71	7.25	1380	
B	5/25/2010	10724-10730, 10734-	K3A1	7.71	7.25	1380	33
C	7/16/2008	11071-11076	K3A1	7.5	7.19	1390	
C	3/16/2009	11071-11076	K3A1		6.94	1440	
C	10/7/2009	11071-11076	K3A1	N/D	7.46	1340	
C	2/2/2010	11071-11076	K3A1	7.54	0.67	14930	
D	7/15/2006	11722-11730	K3A1	8.2	0.79	12704	
D	8/30/2006	11722-11730	K3A1	7.1	0.81	12410	
D	9/30/2006	11722-11730	K3A1	7.3	0.79	12620	
D	2/5/2008	11722-11730	K3A1	7.42	0.85	11830	
D	7/22/2008	11722-11730	K3A1	7.5	6.17	1620	
J	7/29/2008	10243-10248, 10273-	K3A1	8.0	1.21	8260	
J	2/16/2009	10243-10248, 10273-	K3A1	6.63	1.39	7200	
J	10/7/2009	10243-10248, 10273-	K3A1	N/D	1.55	6440	
1A	4/11/2008		K3A1	6.24	1.16	8590	
1A	2/16/2009		K3A1	6.3	0.79	12600	
1A	3/3/2010		K3A1	6.69	3.80	2630	
1A	5/25/2010		K3A1	6.69	3.80	2630	36

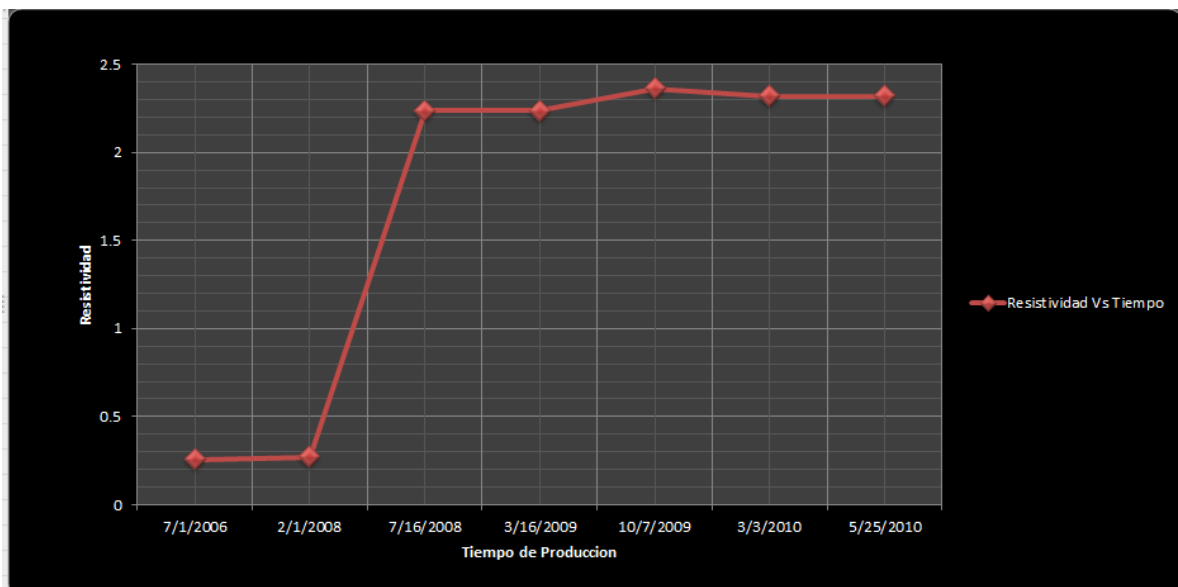
8. ANÁLISIS DE DATOS

8.1 BASE DE DATOS

En las Figuras 10, 11, 12, 13 y 14 se muestra la tendencia al aumento de la resistividad a temperatura de fondo (220° F) para los pozos abiertos en el intervalo de producción K3A1, lo que indica claramente el efecto de dos aguas en el yacimiento una connata (menor resistividad) y una de empuje o del acuífero (mayor resistividad), ya que el método de extracción es natural por empuje de un acuífero de recarga infinita.

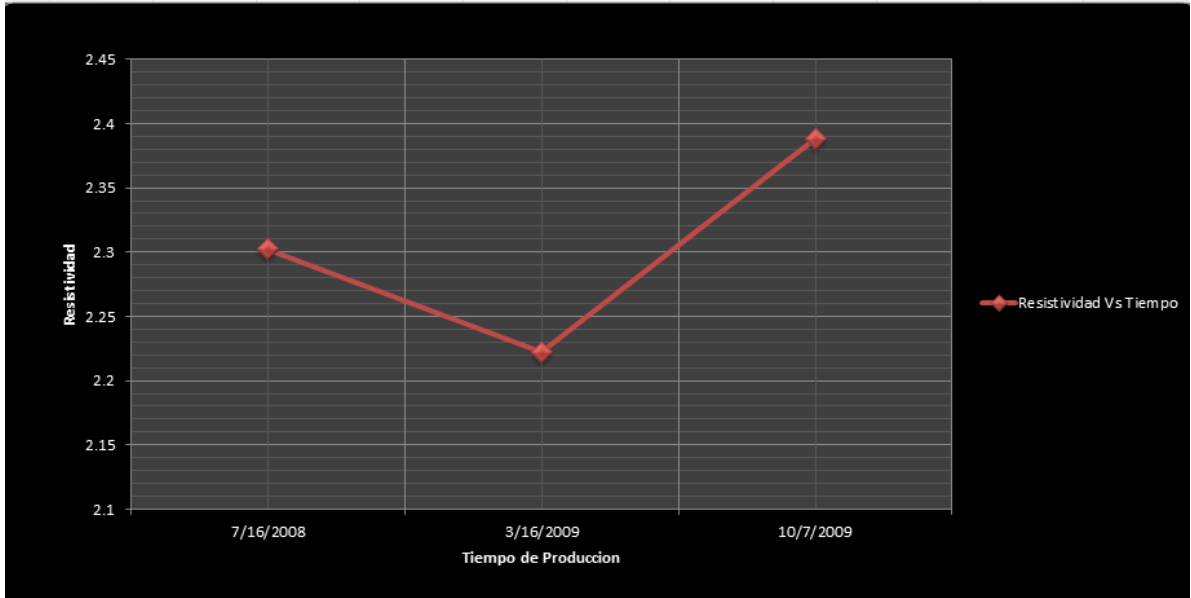
POZO B

Figura 10. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo pozo B.



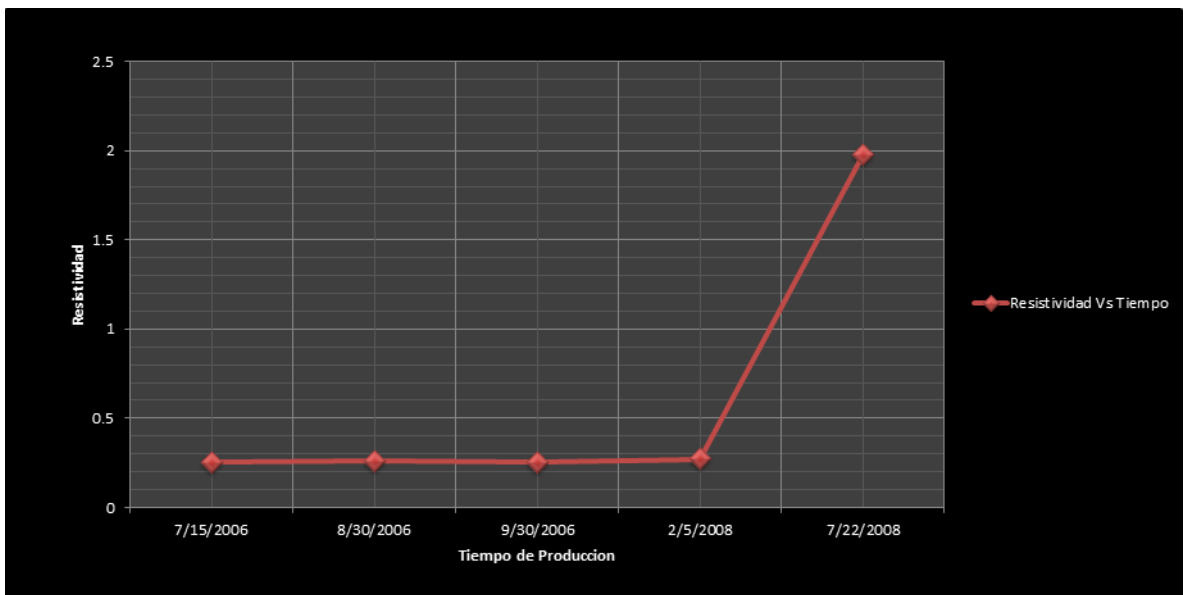
POZO C

Figura 11. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo pozo C.



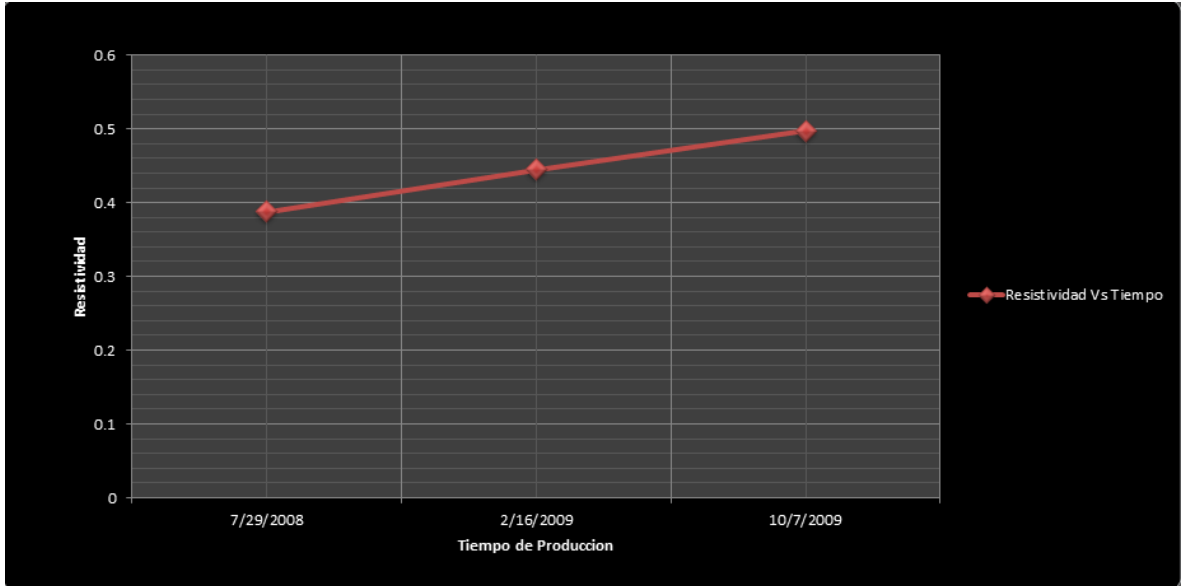
POZO D

Figura 12. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo pozo D.



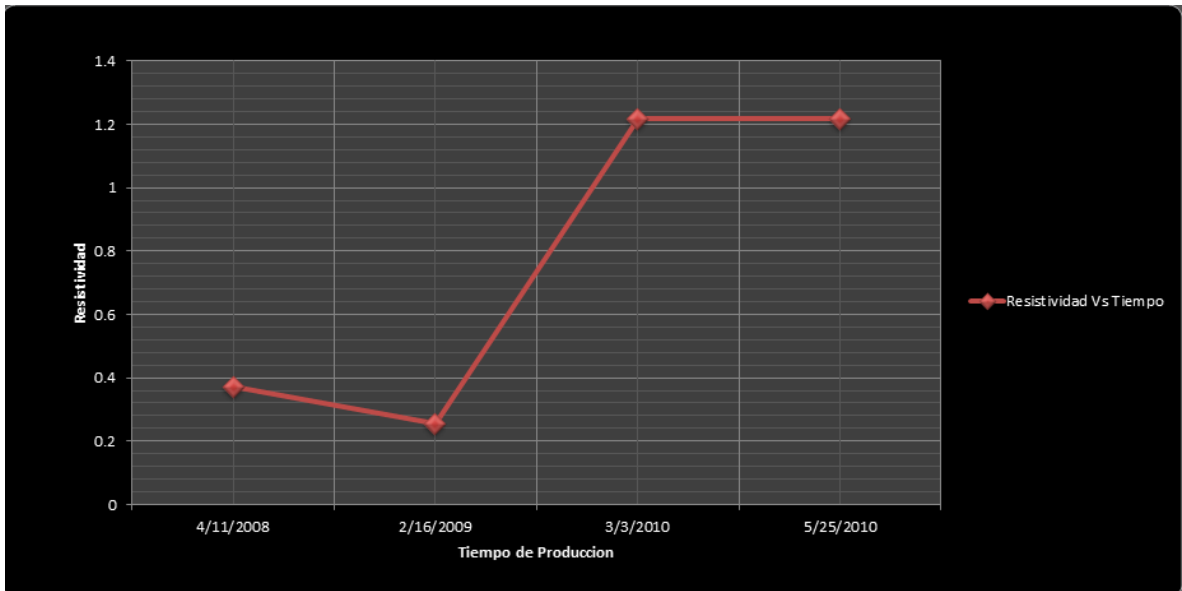
POZO J

Figura 13. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo pozo J.



POZO 1A

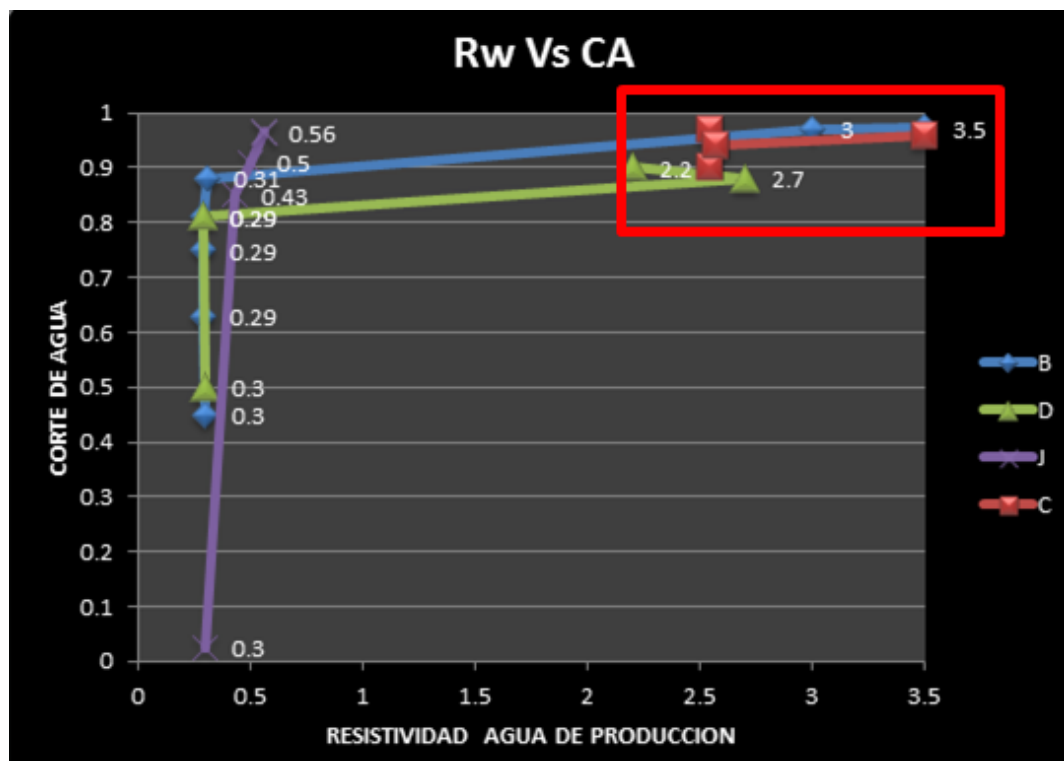
Figura 14. Tendencia al aumento de la resistividad del agua de producción con respecto al tiempo pozo 1A.



8.2 CORTE DE AGUA VS RW PARA LOS POZOS ABIERTOS EN EL INTERVALO DE PRODUCCIÓN K3A1

En la Figura 15 se observa el aumento de la resistividad del agua de producción a medida que el corte de agua aumenta (recuadro rojo), esto nos indica la presencia de dos tipos de agua en nuestro yacimiento: 1) agua connata de menor resistividad y 2) agua del acuífero de mayor resistividad. Teniendo en cuenta el cambio de resistividad del agua de producción podemos deducir si el agua de producción es del acuífero o es agua connata. La línea purpura que corresponde al Pozo J muestra una tendencia anómala ya que el pozo presento problemas mecánicos.

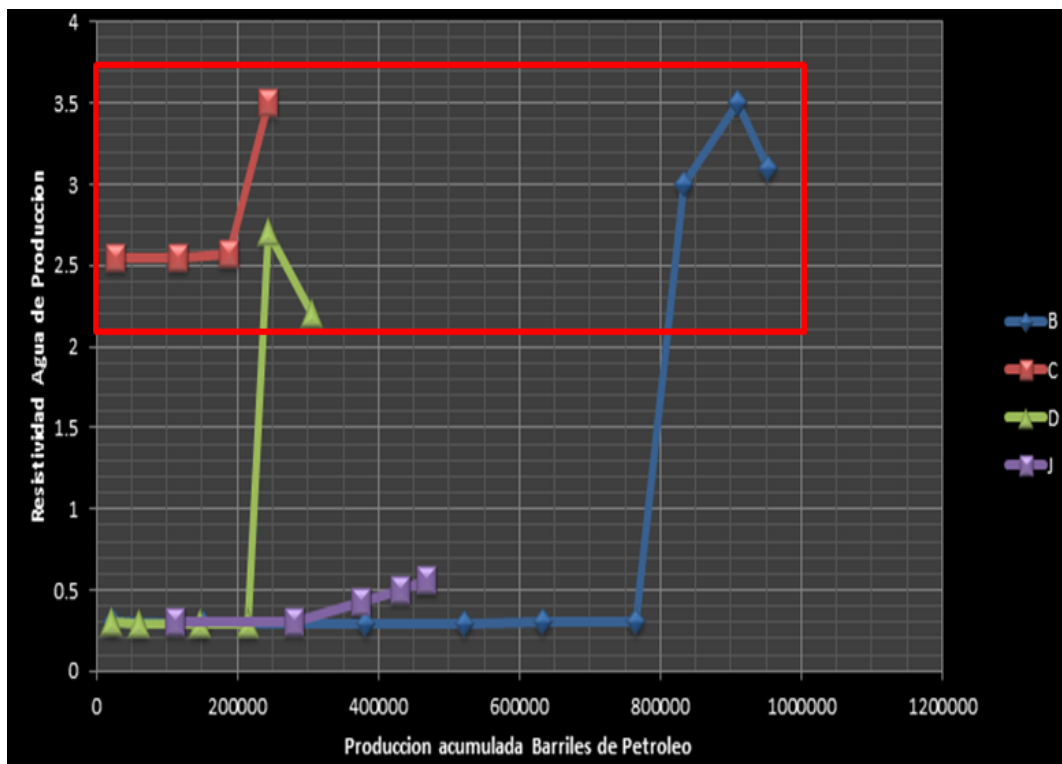
Figura 15. Corte de agua Vs Rw.



8.3 RW VS PRODUCCIÓN ACUMULADA PARA LOS POZOS ABIERTOS EN EL INTERVALO DE PRODUCCIÓN K3A1

En la Figura 16 se observa el aumento de la resistividad del agua de producción a medida que la producción de hidrocarburo aumenta (recuadro rojo), esto nos indica la presencia de dos tipos de agua en nuestro yacimiento: 1) agua connata de menor resistividad que se extrae en las primeras etapas de producción junto con el hidrocarburo y 2) agua del acuífero de mayor resistividad que es el agua de empuje y empieza a producirse junto con el hidrocarburo cuando el acuífero llega al pozo. Teniendo en cuenta el cambio de resistividad del agua de producción podemos deducir si el agua de producción es del acuífero o es agua connata. La línea purpura que corresponde al Pozo J muestra una tendencia anómala ya que el pozo presenta problemas mecánicos.

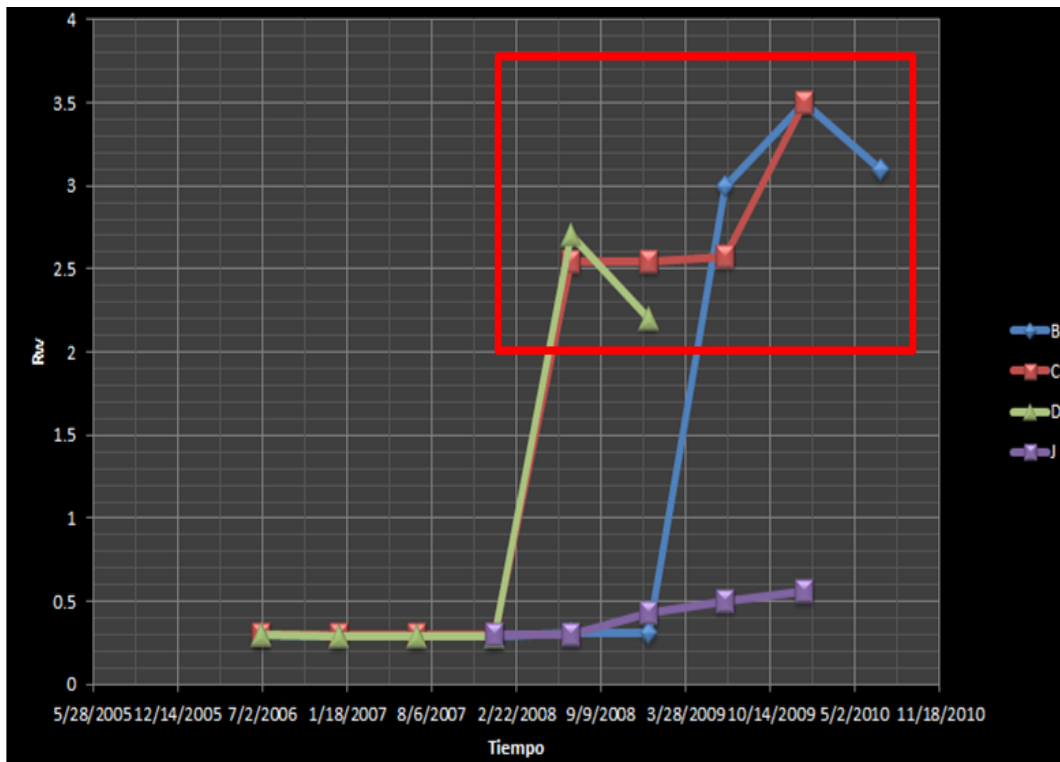
Figura 16. Rw Vs Producción acumulada.



8.4 RW VS TIEMPO DE PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS ABIERTOS EN EL INTERVALO DE PRODUCCIÓN K3A1

En la Figura 17 se observa el aumento de la resistividad del agua de producción a medida aumenta el tiempo de producción (recuadro rojo), esto nos indica la presencia de dos tipos de agua en nuestro yacimiento: 1) agua connata de menor resistividad que se extrae en las primeras etapas de producción junto con el hidrocarburo y 2) agua del acuífero de mayor resistividad que es el agua de empuje y empieza a producirse junto con el hidrocarburo cuando el acuífero llega al pozo. Teniendo en cuenta el cambio de resistividad del agua de producción podemos deducir si el agua de producción es del acuífero o es agua connata. La línea purpura que corresponde al Pozo J, esta muestra una tendencia anómala ya que el pozo presento problemas mecánicos.

Figura 17. Rw Vs Tiempo de Producción.



9. MODELO DE CIRCULACIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO CARICARE

Se observó una tendencia al aumento de la resistividad con el tiempo de producción en el campo, esto muestra la presencia de dos tipos de agua en el yacimiento: un agua connata o atrapada en la roca cuando se depositó la formación la cual se encuentra con el hidrocarburo en el yacimiento y un agua de empuje que es el agua del acuífero, los dos tipos de agua tienen resistividades distintas lo que genera una variación de la resistividad del agua de producción mientras va ingresando el agua del acuífero al yacimiento (Figura 18 a b y c).

Figura 18. Variación de la resistividad del agua de producción en el campo Caricare.

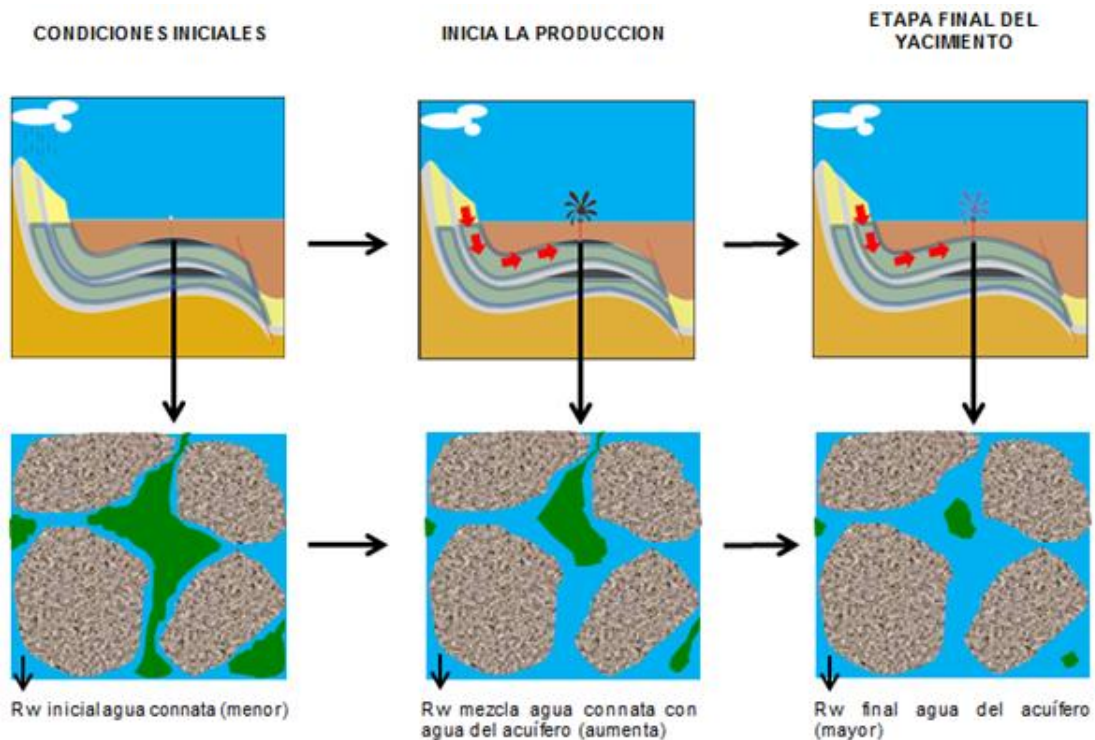


Figura 18a. Condiciones iniciales del yacimiento, la resistividad medida en este punto es la del agua connata.

Figura 18b. El agua del acuífero entra al yacimiento empujando el hidrocarburo y el agua connata. Como las resistividades del agua connata y el agua del acuífero son distintas la resistividad obtenida en este punto es una mezcla entre la resistividad del acuífero y la del agua connata.

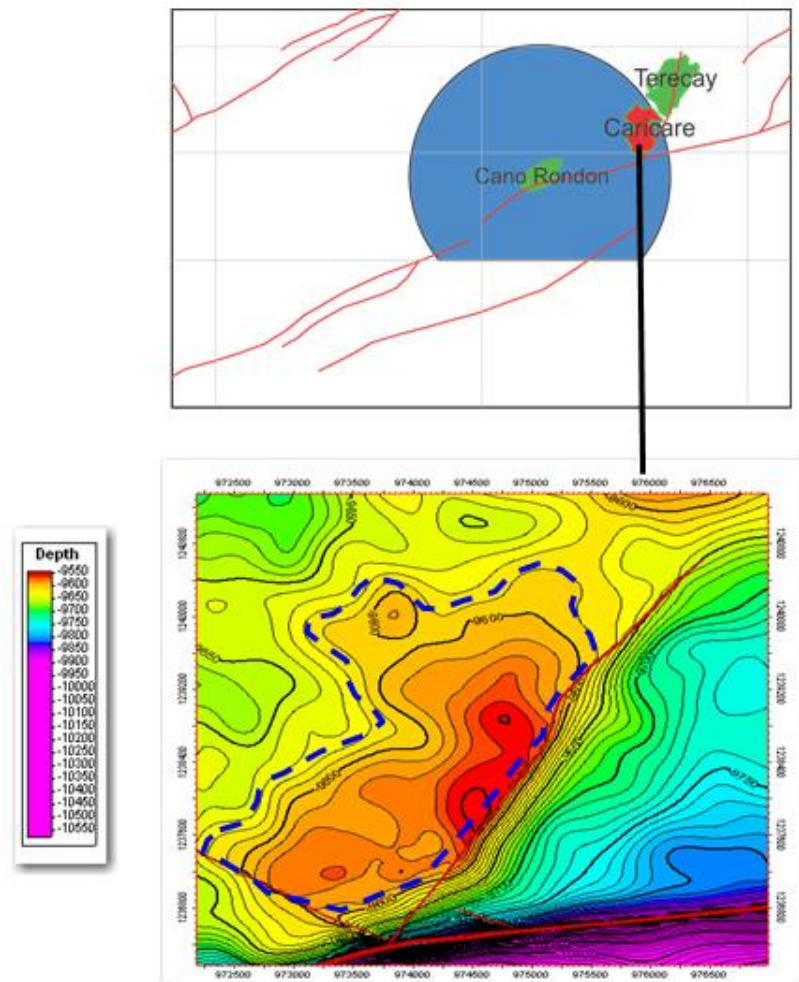
Figura 18c. El agua del acuífero entra al yacimiento completamente dejando en la roca reservorio solo el hidrocarburo residual, en este punto la resistividad que se obtiene es la resistividad del acuífero.

10. INTEGRACIÓN EN EL TIEMPO DEL MODELO GEOLÓGICO Y EL MODELO DE CIRCULACIÓN DE FLUIDOS PARA EL CAMPO CARICARE

10.1 MODELO GEOLOGICO DEL CAMPO CARICARE

El campo Caricare es una estructura anticlinal que genera un cierre estructural perfecto al W, N, NW y NE por la estructura anticlinal y al E y SE por dos fallas normales que se dependen del sistema principal de fallas de la Yuca (figura 19).

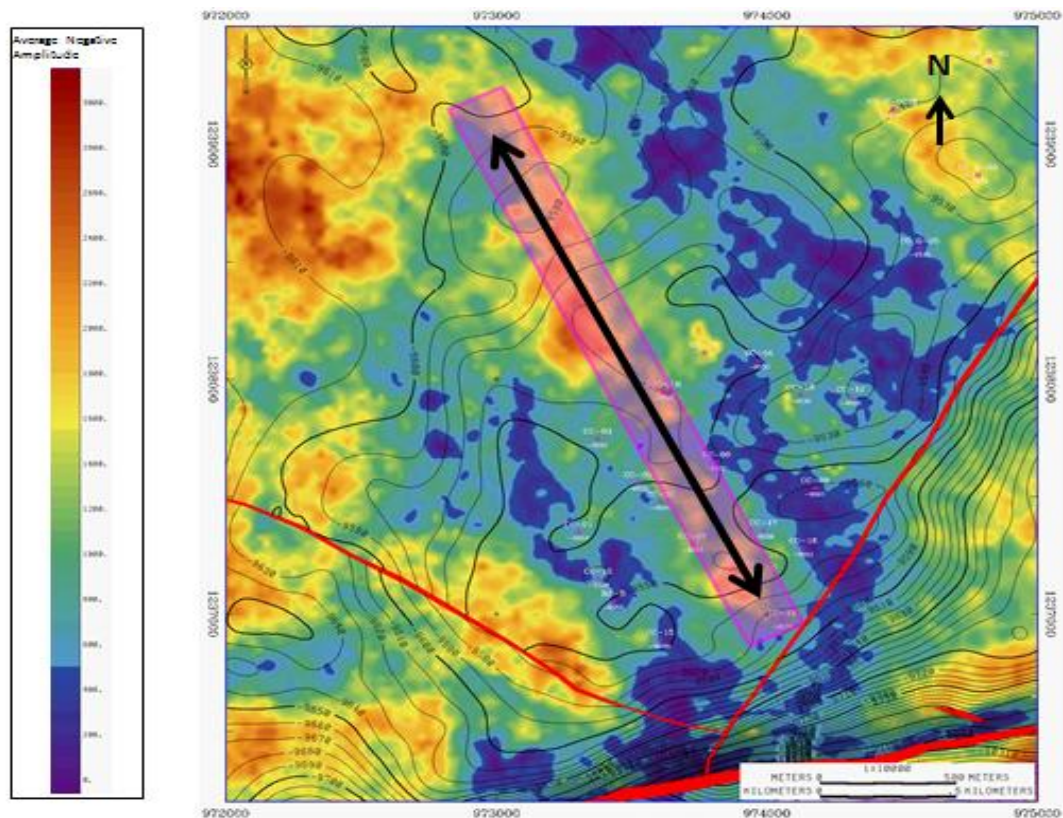
Figura 19. Mapa estructural del campo Caricare. Tomado Davila y Corrales (2009).



En la Figura 19 La línea azul punteada muestra el contacto agua aceite para la estructura.

La estratigrafía del campo Caricare en la unidad K3A1 se describe así: hacia la base se encuentran paquetes de areniscas potentes sobre estos tenemos canales mareales canales depositados sobre unas arcillolitas que separan las areniscas potentes de los canales, sobre estos canales tenemos un paquete arcilloso que actúa como sello, el intervalo productor son los canales atrapados entre las capas de arcillolitas, este horizonte que es nombrado K3fs3. Para definir la dirección de los canales se utilizó un mapa de anomalías sísmicas para el intervalo K3fs3 (Figura 20).

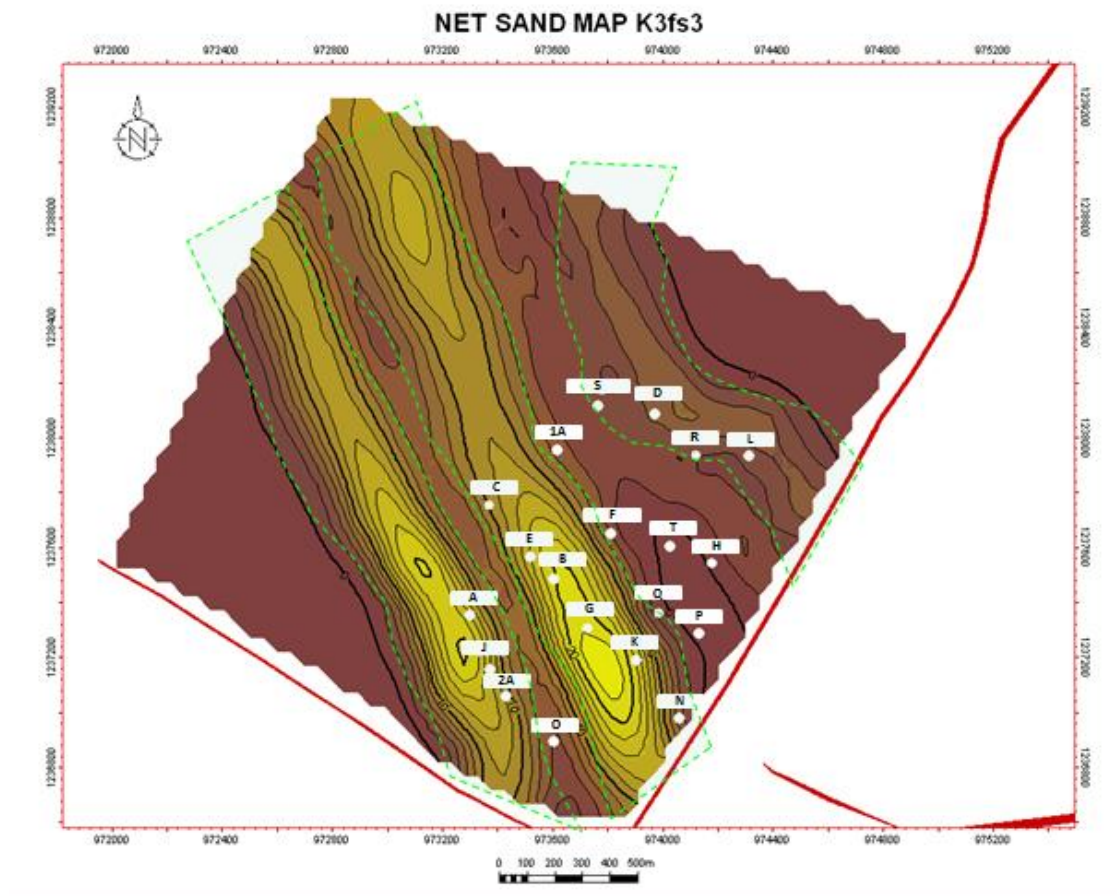
Figura 20. Mapa de anomalías sísmicas para el tope del intervalo K3fs3. Tomado Davila y Corrales (2009).



La Figura 20 muestra la dirección de los canales con una tendencia NW-SE (recuadro amarillo).

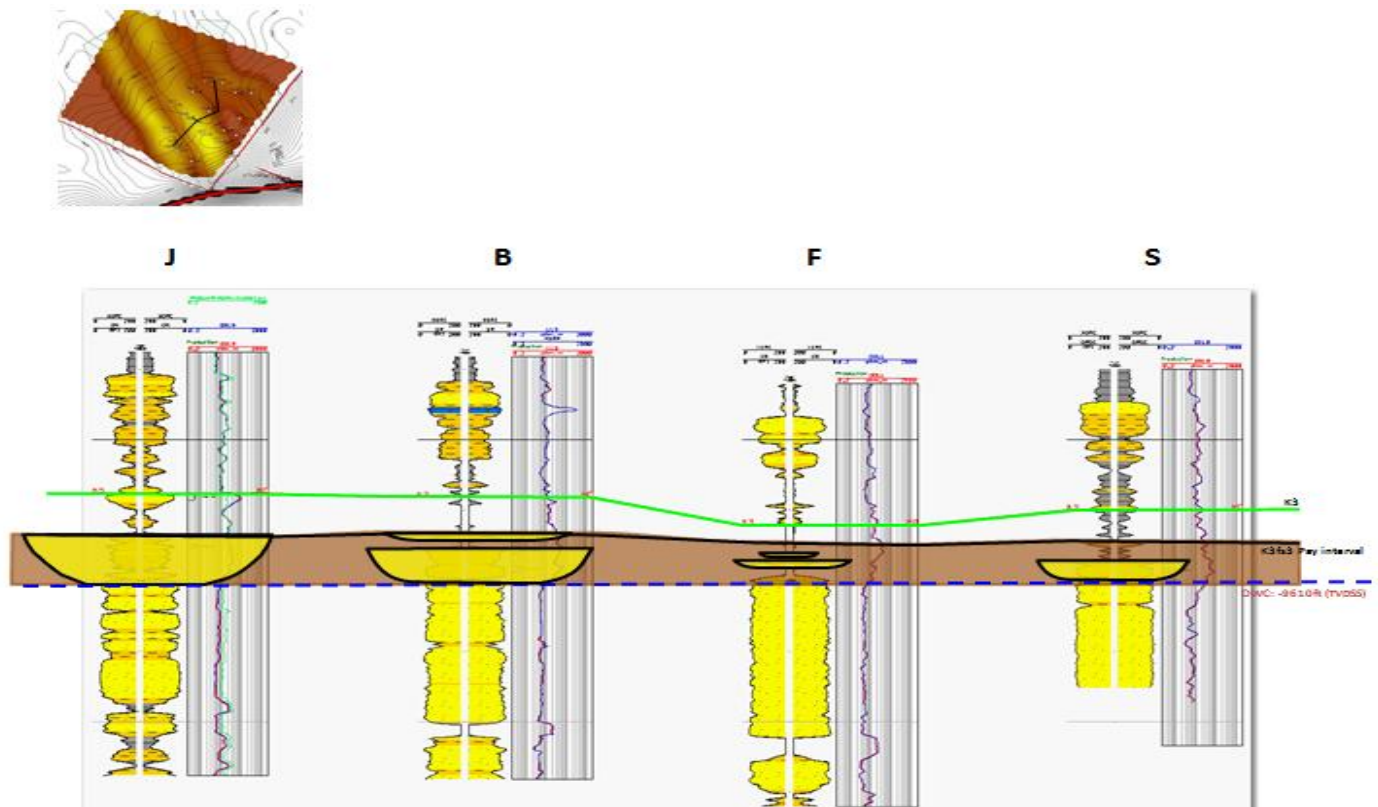
Teniendo en cuenta el mapa de anomalías sísmicas y los registros eléctricos de los pozos perforados en el campo se generó un mapa de arena neta para el intervalo de interés K3fs3, el cual dio como resultado tres canales separados (Figura 21).

Figura 21. Mapa de arena neta generado a partir de registros eléctricos y anomalías sísmicas. Tomado Davila y Corrales (2009).



Se genera un modelo geológico a partir de las características petrofísicas de la roca registros eléctricos (Figura 22a Correlación) y las anomalías sísmicas (Figura 22b).

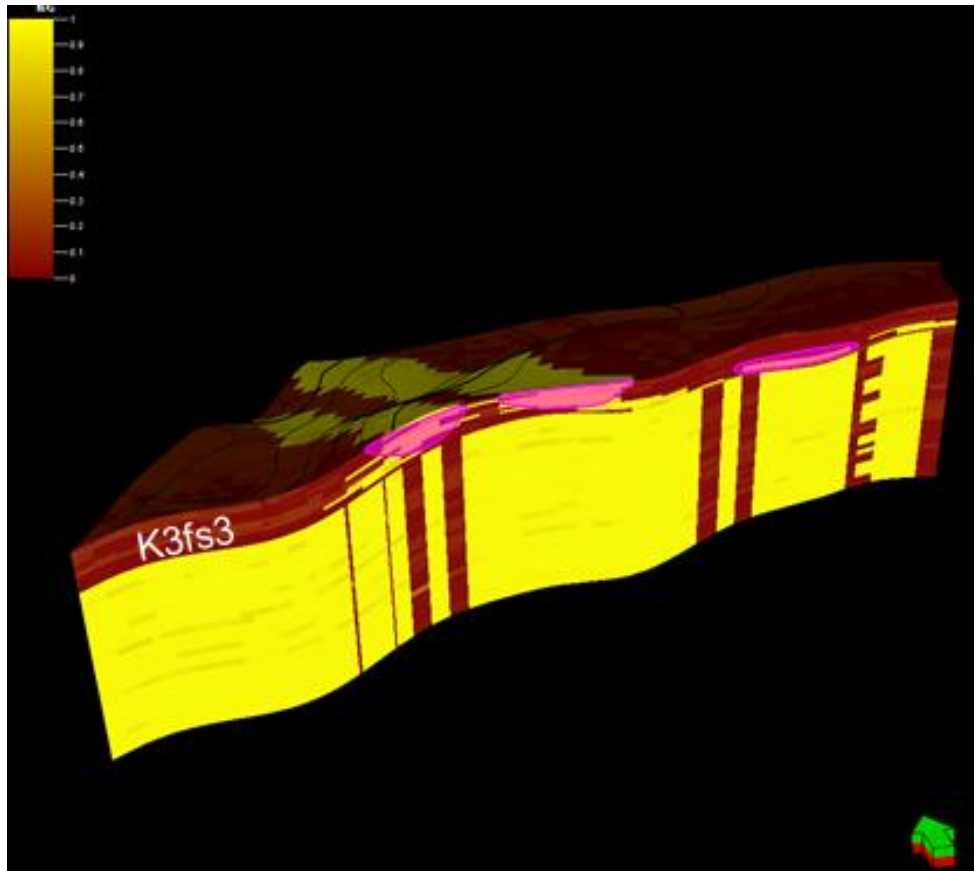
Figura 22a. Correlación mostrando un corte transversal a los tres canales principales.



La línea verde muestra el tope del intervalo K3A1, la línea negra muestra el tope del intervalo productor K3fs3, el sombreado amarillo representan los tres canales principales y el sombreado café representa la separación de estos canales por arcillotitas, la línea punteada azul representa el contacto agua aceite definido por registros eléctricos.

La Figura 22b muestra las facies arenosas (amarillo) y las facies arcillosas (rojo), se resaltan los tres canales principales donde se encuentra contenido el hidrocarburo (magenta), este modelo solo es válido para el intervalo K3fs3.

Figura 22b. Modelo geológico del intervalo productor K3fs3 para el campo Caricare. Tomado Davila y Corrales (2009).



10.2 CIRCULACIÓN DE FLUIDOS EN EL CAMPO CARICARE POR SEMESTRES DESDE QUE EMPEZÓ SU PRODUCCIÓN

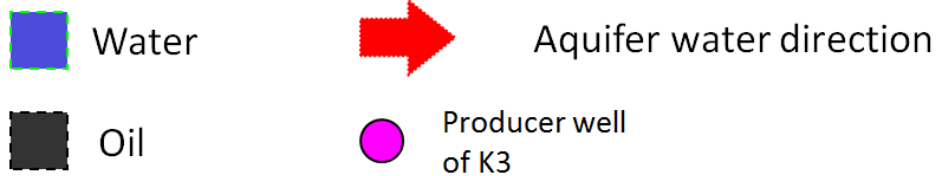
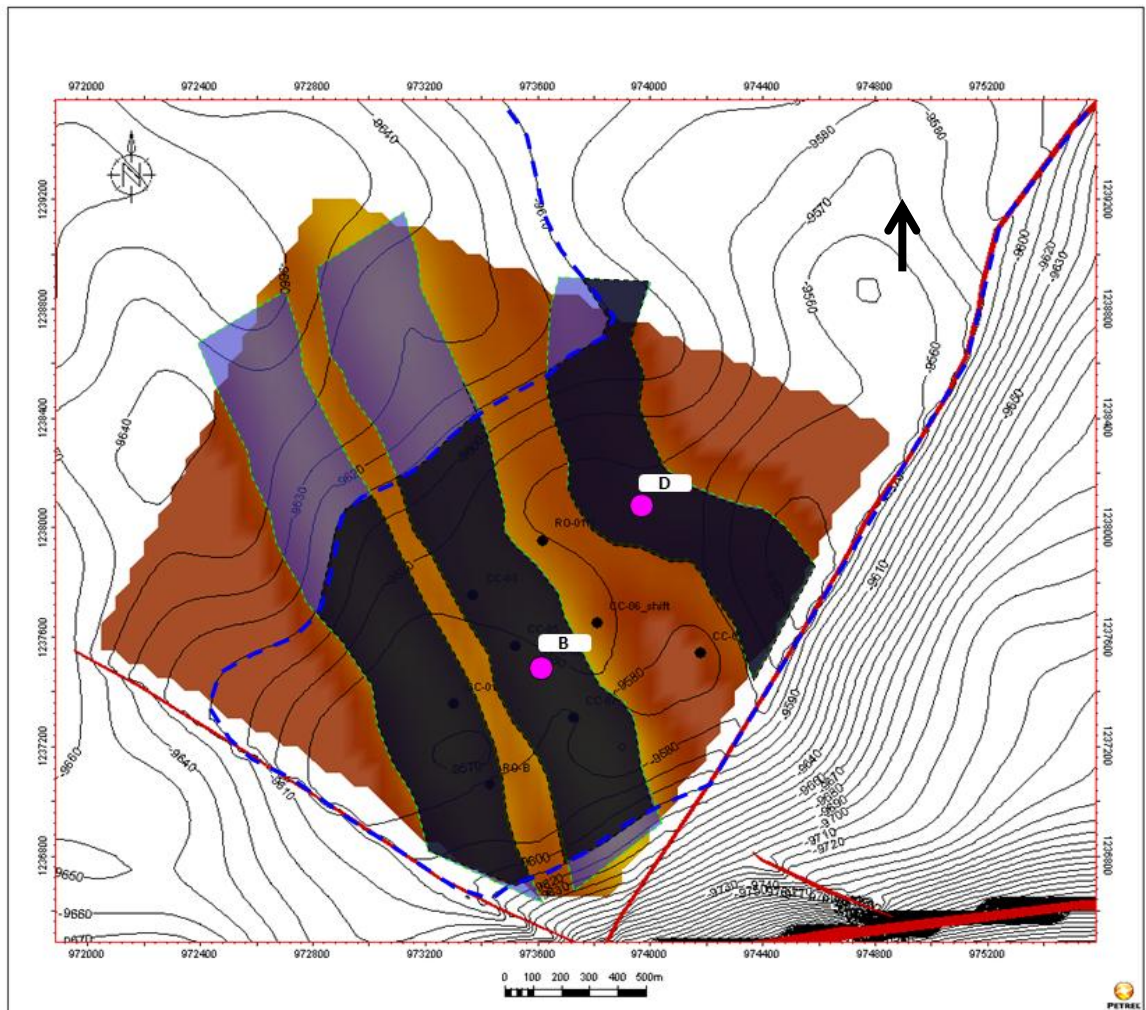
Teniendo un modelo geológico definido y la historia de producción del campo, se integran los datos de resistividad del agua de producción para observar el comportamiento de los datos con respecto al tiempo de producción del campo. El campo produce del intervalo K3fs3 desde el primer semestre del 2006, a

continuación se observara la variación de la resistividad por semestres desde que empezó a producir el campo del intervalo K3fs3 (Figuras 23-33).

10.2.1. Condiciones Iniciales de Circulación de Fluidos en el Campo Caricare.

En la Figura 23 la línea punteada azul muestra el contacto agua-aceite del campo, los tres canales donde se encuentra la acumulación de hidrocarburo se muestran rellenos de negro donde se encuentra el hidrocarburo y rellenos de azul donde se encuentra el agua del acuífero, antes de empezar a producir de este intervalo el campo tenía 7 pozos perforados, el estudio solo tiene en cuenta los pozos que aportan datos del intervalo de producción K3fs3. El mapa que se muestra es un mapa estructural para el intervalo K3A1 con un mapa de net sand superpuesto el cual define los canales de interés.

Figura 23. Condiciones Iniciales de Circulación de Fluidos en el Campo Caricare.

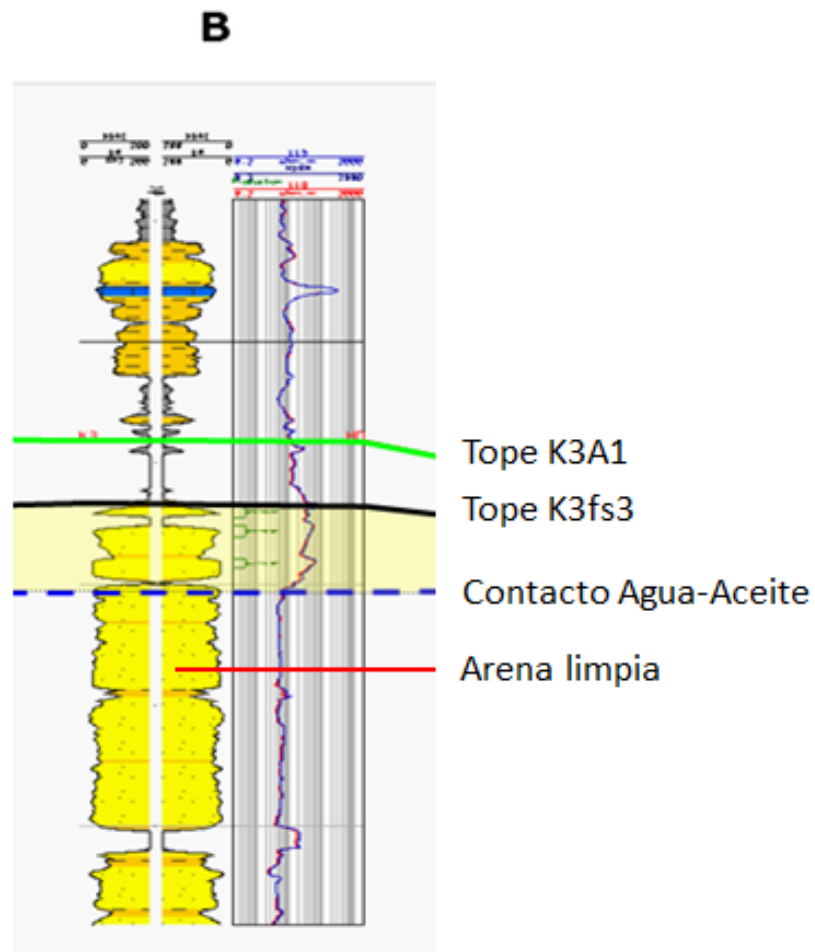


Como la resistividad el agua connata inicialmente no se conoce porque no ha habido producción del campo, se utiliza la fórmula de archie's para calcular una resistividad aparente y utilizarla como la resistividad inicial del campo, esto no siempre es válido ya que el agua por debajo del contacto puede ser agua del acuífero o agua connata y lo que se necesita es saber la resistividad del agua

connata, la que se encuentra con el hidrocarburo en el yacimiento, pero es de gran ayuda para dar un valor inicial de resistividad, se calcula de la siguiente manera:

Se toma una zona completamente saturada en agua (por debajo del contacto agua-aceite) de una arena totalmente limpia (Figura 24)

Figura 24. Registros eléctricos del pozo B mostrando una zona de arena limpia inmediata al contacto agua-aceite donde se puede medir la resistividad aparente.



Se utiliza la ecuación de Archie's (5), teniendo en cuenta que la saturación de agua es conocida (1 o 100%)

$$5. S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t}$$

Como $S_w = 1$ entonces

$$R_{wap} = \frac{\phi^m R_t}{a}$$

a = aparente

a = Coeficiente de tortuosidad para este campo 1 (tomado de analisis de nucleos)

φ = porosidad efectiva de la roca (tomada de registros electricos)

m = exponente de cementacion de la roca 1.85 (tomado de analisis de nucleos)

R_t = Resistividad total de la roca (tomada de registros electricos)

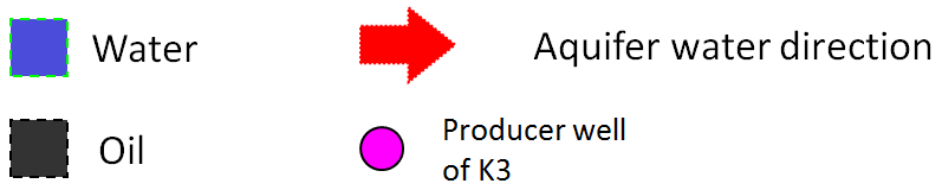
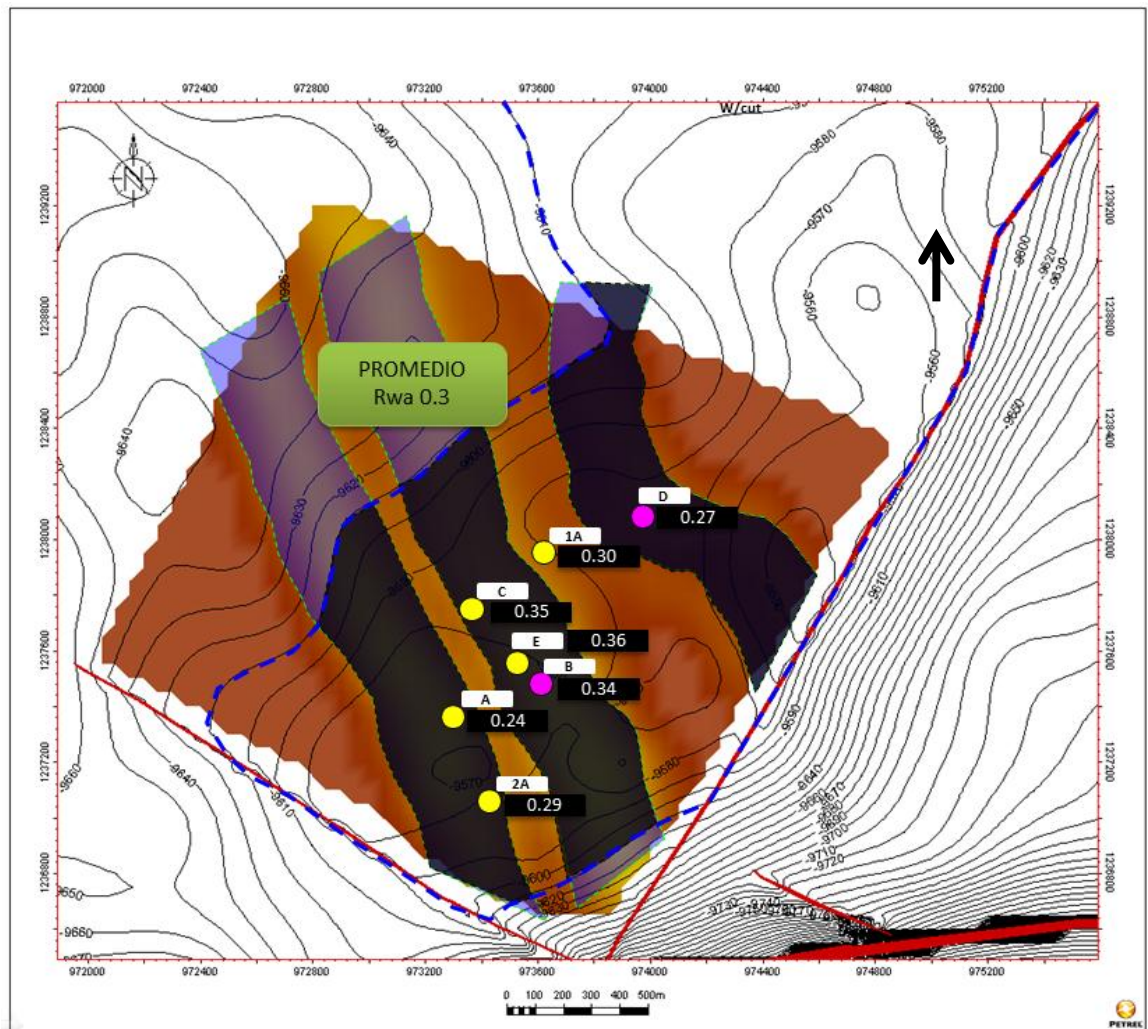
10.2.2 Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2006, iniciando con RWAP. Inicialmente el campo tiene tres canales de producción separados: Canal Oeste, Canal Central, Canal E (Figura 25).

Canal Oeste: No hay pozos productores

Canal Central: Produce del pozo B

Canal Este: Produce del pozo D

Figura 25. Condiciones del campo durante el primer semestre del 2006.



Como no se tienen datos de agua de producción para esta fecha, se utiliza como R_w inicial un promedio de los R_{wap} calculados para todos los pozos perforados a la fecha.

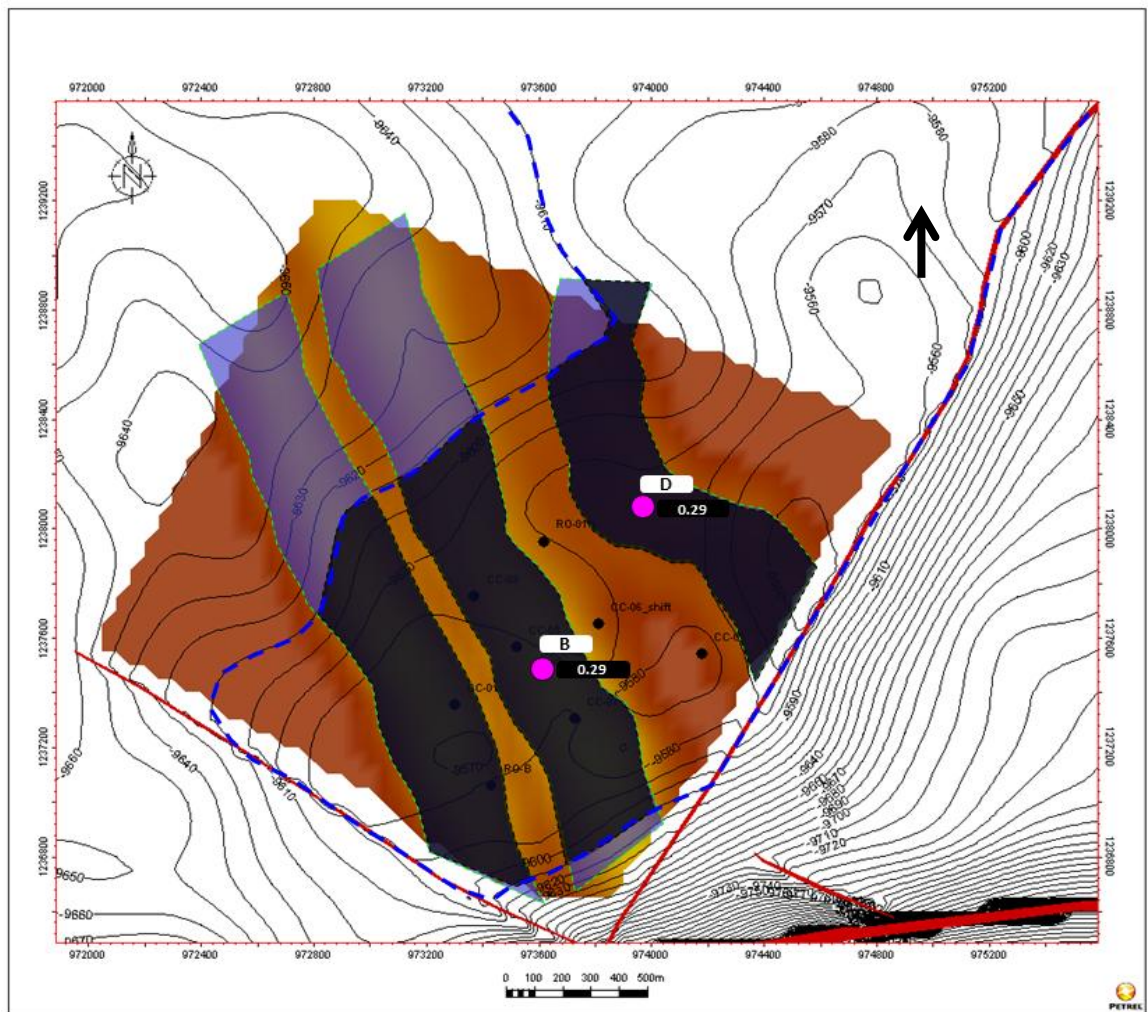
11.2.3. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el segundo semestre del 2006.





Canal Oeste: No hay pozos productores (Figura 26).

Canal Central: Se toman datos de resistividad de agua de producción para el pozo B, dando como resultado una resistividad muy parecida a la calculada por el método de R_{wap} , así se deduce que es la resistividad del agua connata ($0.29 \Omega m$) (Figura 26).

Canal Este: Se toman datos de resistividad de agua de producción para el pozo D, dando como resultado una resistividad muy parecida a la calculada por el método de R_{wap} , así se deduce que es la resistividad del agua connata ($0.29 \Omega m$) (Figura 26).

Figura 26. Condiciones del campo durante el segundo semestre del 2006.



-  Water
-  Oil
-  Aquifer water direction
-  Producer well of K3

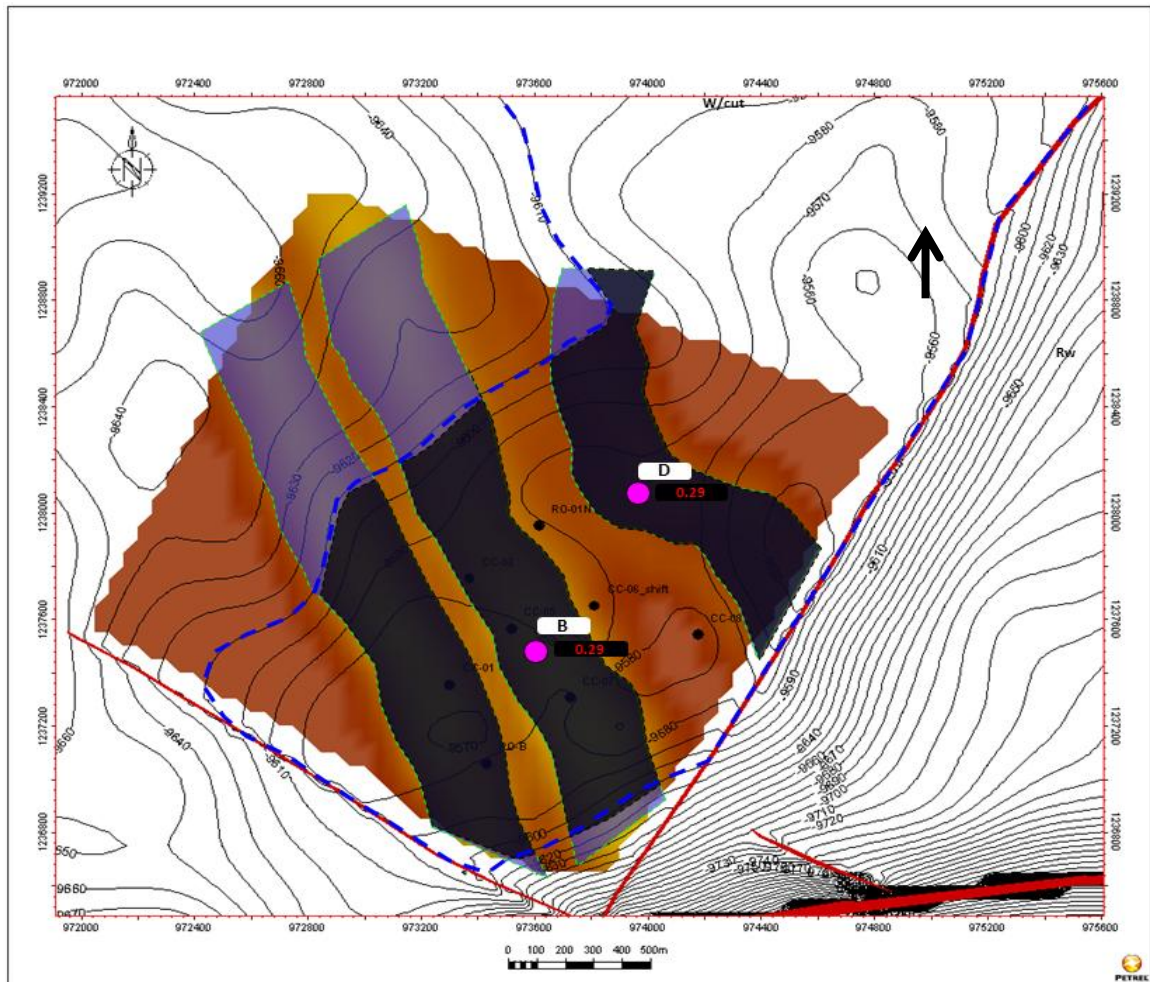
10.2.4. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2007

Canal Oeste: No hay pozos productores (Figura 27).

Canal Central: No se toman datos de resistividad de agua de producción, por esto se muestran los mismos datos del semestre anterior (rojo) (Figura 27).

Canal Este: No se toman datos de resistividad de agua de producción, por esto se muestran los mismos datos del semestre anterior (rojo) (Figura 27).

Figura 27. Condiciones del campo durante el primer semestre de 2007.



 Water



Aquifer water direction

 Oil



Producer well
of K3

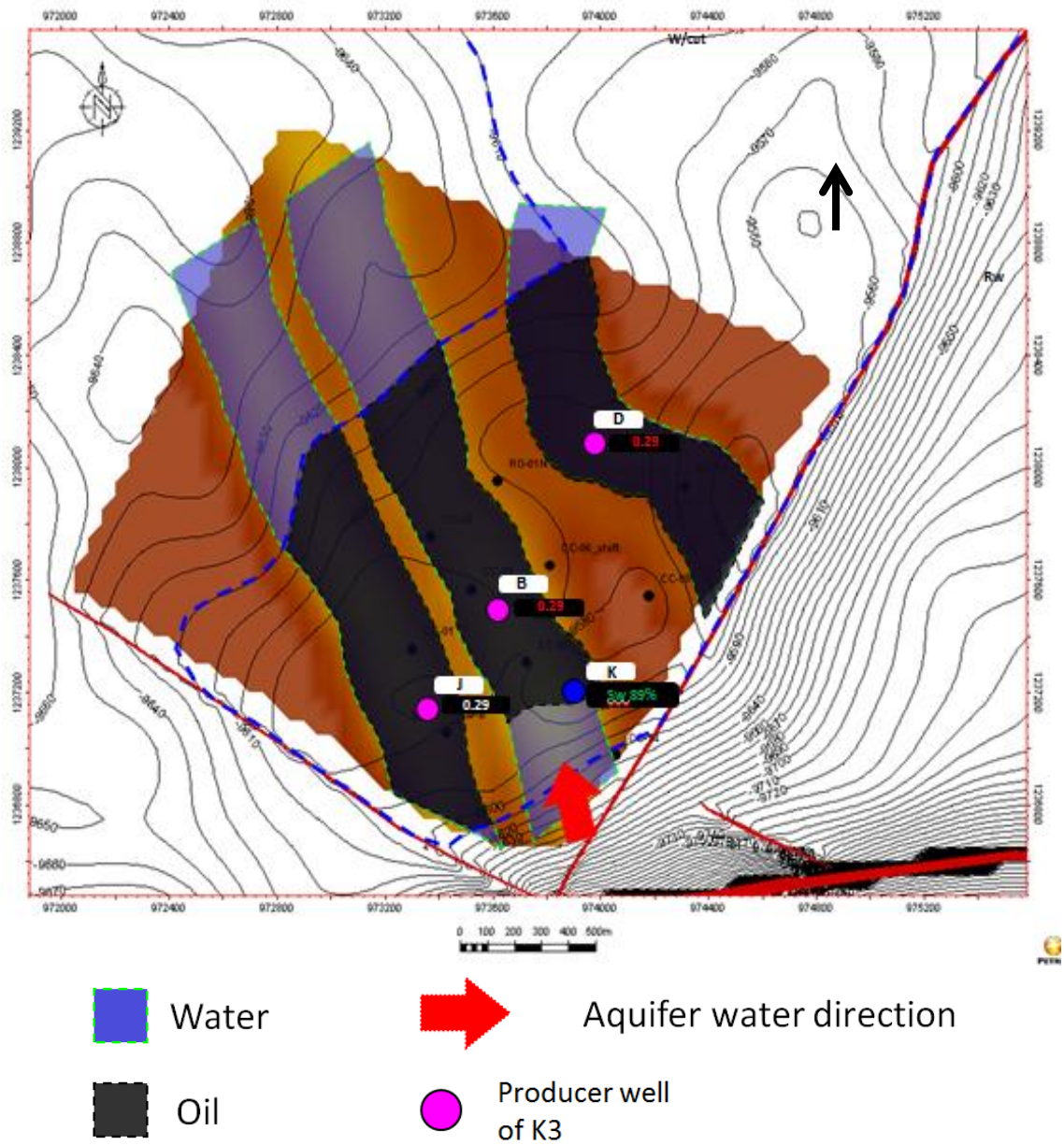
10.2.5. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el segundo semestre del 2007

Canal Oeste: Empieza producción, se toman datos de resistividad de agua de producción para el pozo J, dando como resultado una resistividad muy parecida a la calculada por el método de Rwap, así se deduce que es la resistividad del agua connata ($0.29 \Omega\text{m}$), (Figura 28).

Canal Central: No se toman datos de resistividad de agua de producción, por esto se muestran los mismos datos del semestre anterior (rojo), pero se perfora el pozo K mostrando una saturación e agua del 89%, por esto podemos decir que el canal se está drenando en dirección de la flecha azul (S-N), (Figura 28).

Canal Este: No se toman datos de resistividad de agua de producción, por esto se muestran los mismos datos del semestre anterior (rojo), (Figura 28).

Figura 28. Condiciones del campo durante el segundo semestre de 2007.



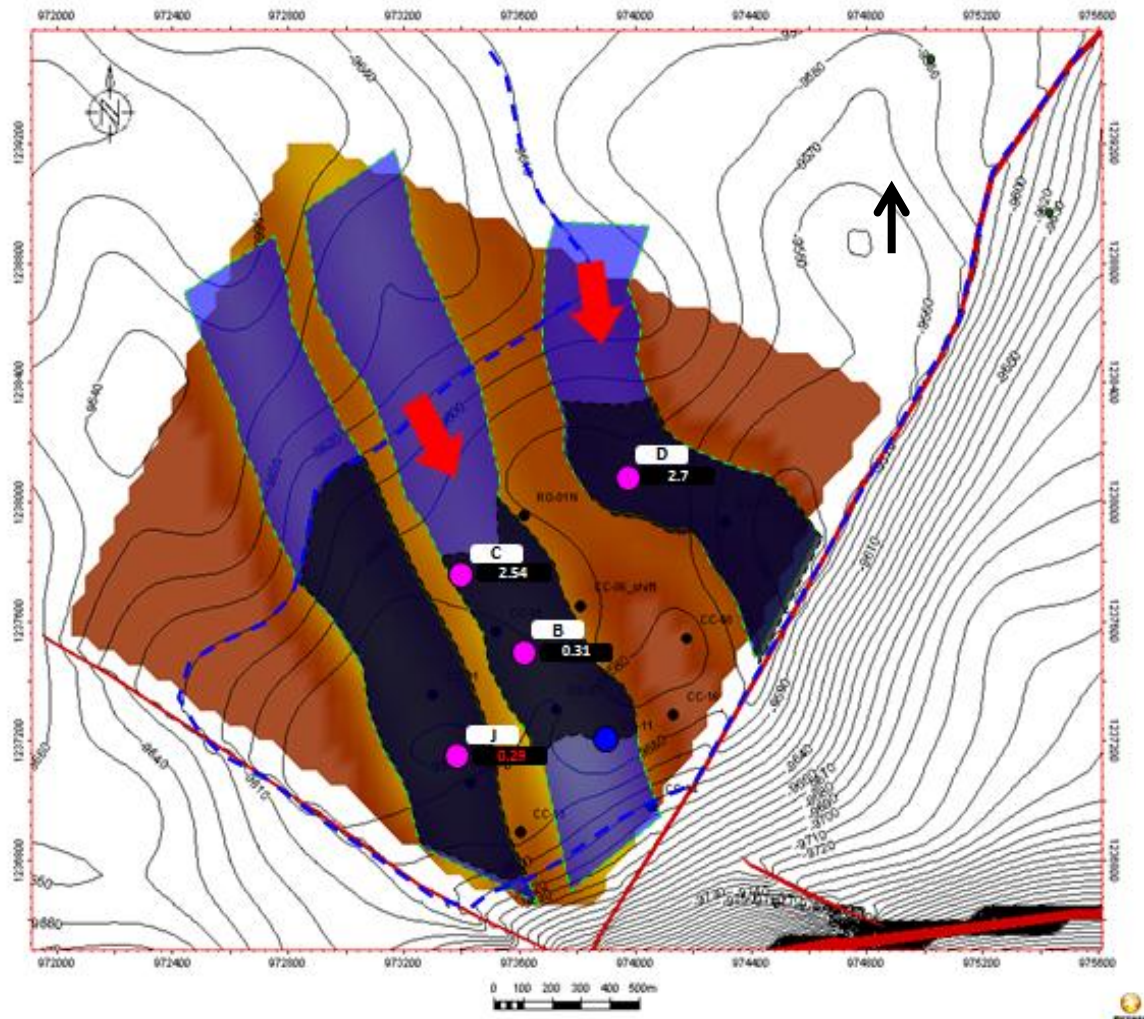
10.2.6. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2008

Canal Oeste: No se toman datos de resistividad de agua de producción, por esto se muestran los mismos datos del semestre anterior (rojo), (Figura 29).

Canal Central: Abre producción el Pozo C mostrando datos de resistividad más altos que los iniciales para el agua connata ($2.54 \Omega\text{m}$), esto nos muestra que el acuífero está entrando en una dirección preferencial N-S y ya llego hasta el Pozo C, pero, todavía no ha llegado hasta el Pozo B, ya que su resistividad aumenta un poco pero aun es baja ($0.31 \Omega\text{m}$), así que en este punto hay una mezcla de agua connata con agua del acuífero (Figura 29).

Canal Este: El Pozo D muestra datos de resistividad más altos que los iniciales para el agua connata ($2.7 \Omega\text{m}$), esto nos muestra que el acuífero está entrando en una dirección preferencial N-S y ya llego hasta el Pozo D (Figura 29).

Figura 29. Condiciones del campo durante el primer semestre de 2008.



 Water



Aquifer water direction

 Oil



Producer well
of K3

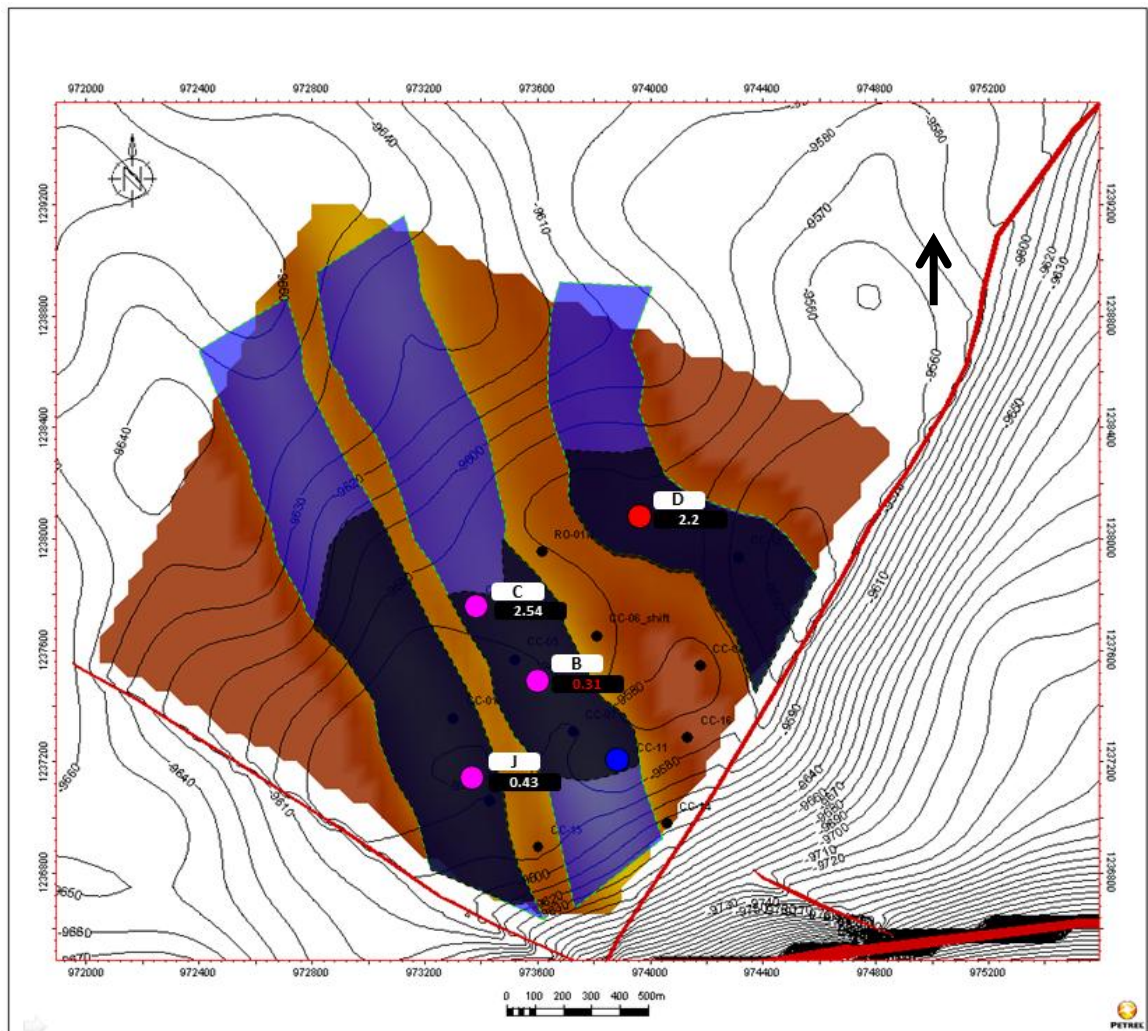
10.2.7. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el segundo semestre del 2008

Canal Oeste: Se toman datos de resistividad de agua de producción dando como resultado un aumento de resistividad ($0.43 \Omega\text{m}$), pero aun con resistividades bajas (el Pozo J mostro problemas mecánicos y produce hidrocarburo de un intervalo de producción superior por una unión del casing así que sus datos son anómalos), (Figura 30).

Canal Central: Se observa la misma tendencia que el semestre anterior, dirección de entrada del acuífero N-S (Figura 30).

Canal Este: Se observa la misma tendencia que el semestre anterior con un cambio de la resistividad pero igual con valores altos ($2.2 \Omega\text{m}$), este semestre se cierra el pozo D por baja producción, dirección de entrada del acuífero N-S (Figura 30).

Figura 30. Condiciones del campo durante el segundo semestre de 2008.



 Water



Aquifer water direction

 Oil



Producer well of K3

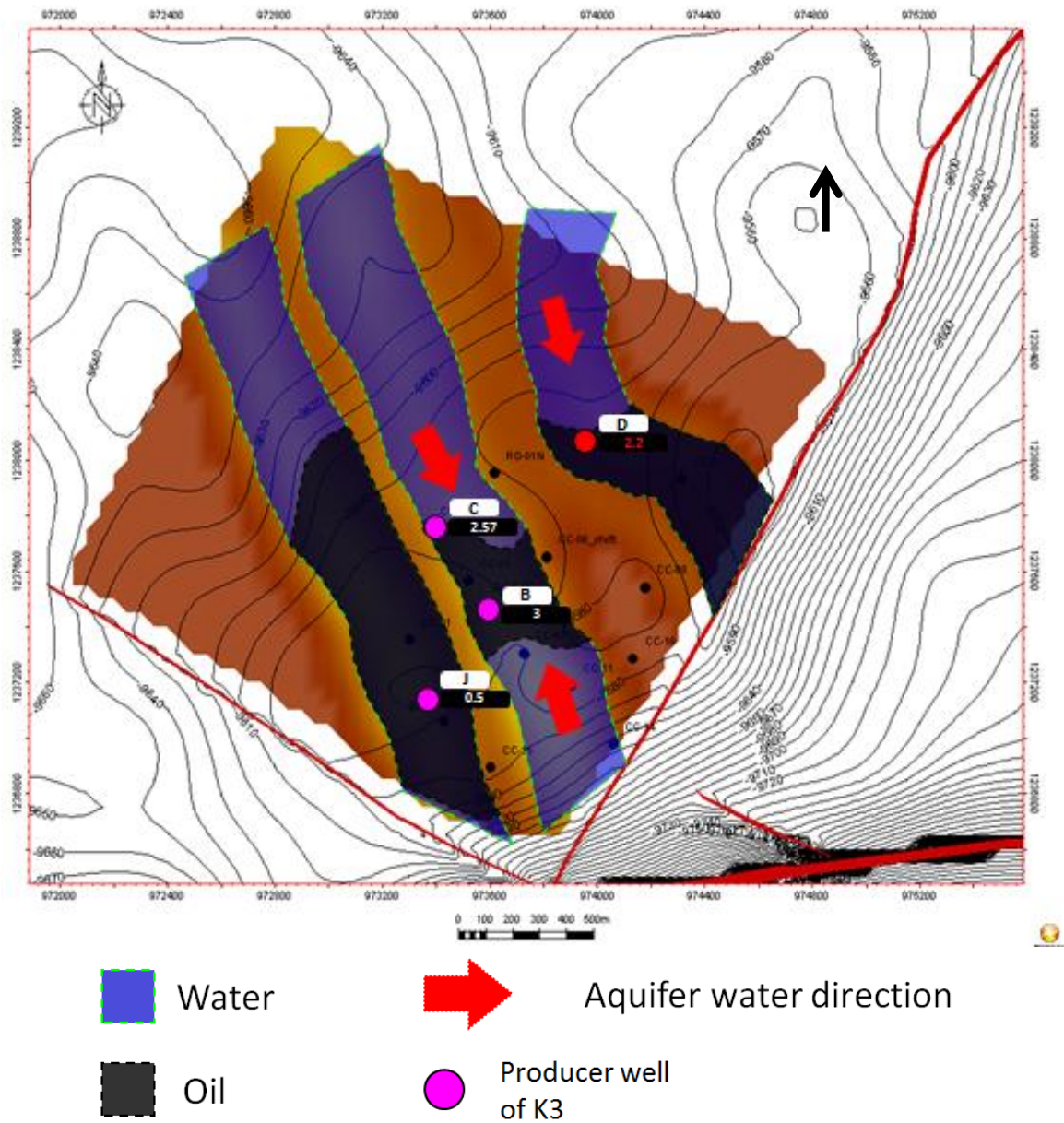
10.2.8. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2009

Canal Oeste: Problemas mecánicos en el Pozo J datos anómalos (Figura 31).

Canal Central: Se observa el aumento de la resistividad en el Pozo B ($3 \Omega\text{m}$), lo que nos indica que el acuífero ya llegó hasta este pozo y su dirección de entrada es N-S. Las fallas en este campo funcionan como sellos (Figura 31).

Canal Este: No se encuentra produciendo pero datos anteriores nos indicaron la dirección de entrada del acuífero N-S (Figura 31).

Figura 31. Condiciones del campo durante el primer semestre de 2009.



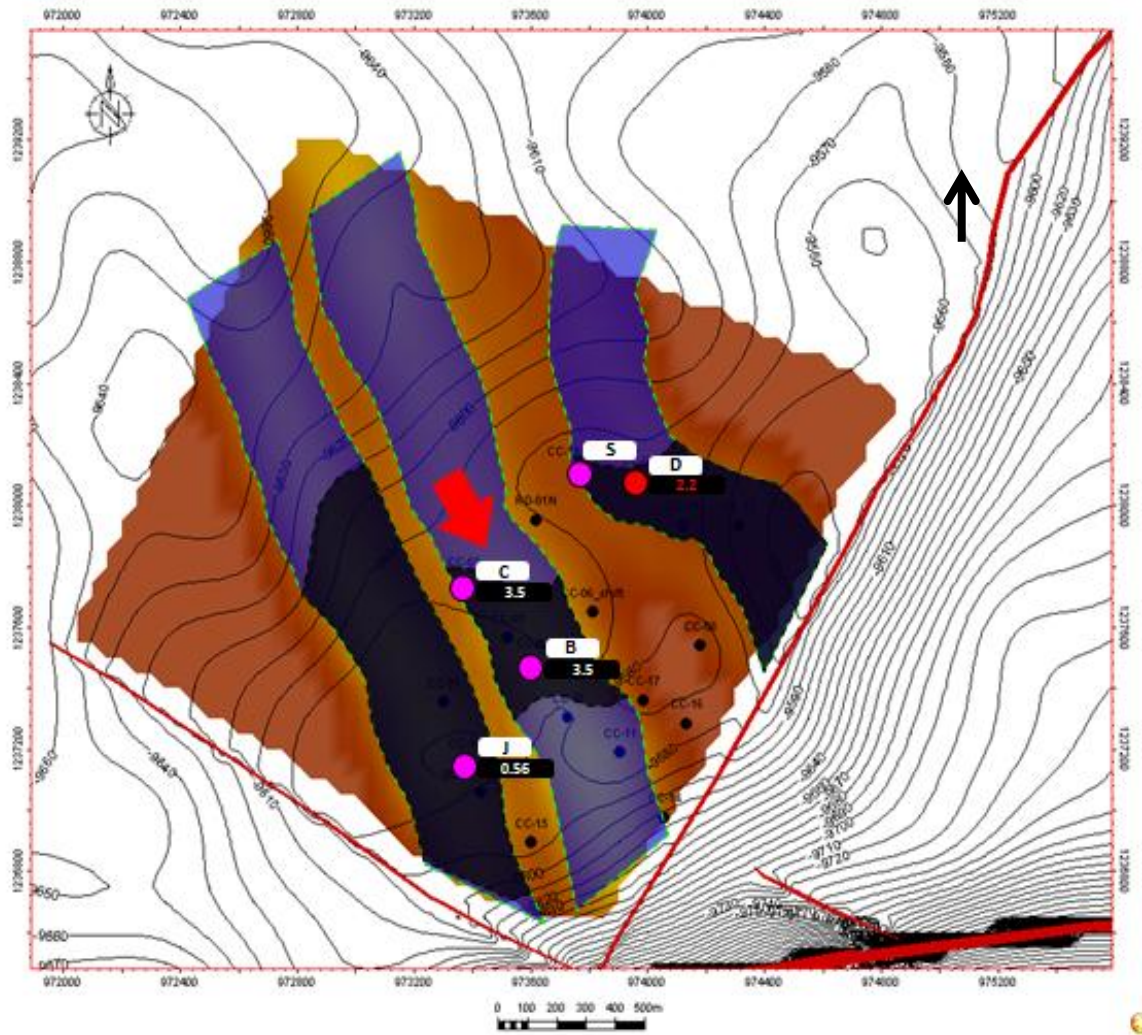
10.2.9. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el segundo semestre del 2009





Canal Oeste: Problemas mecánicos en el Pozo J datos anómalos (Figura 32).

Canal Central: Se observa el aumento de la resistividad tanto en el en el Pozo B como en el Pozo C ($3.5 \Omega\text{m}$), ya el acuífero ha entrado totalmente en el canal con una dirección N-S. Las fallas en este campo funcionan como sellos (Figura 32).

Canal Este: Abre producción el Pozo S mostrando cortes de agua altos, no hay datos de resistividad de agua de producción pero los cortes de agua altos nos muestran que el canal ya se encontraba drenado en este punto. Dirección de entrada del acuífero N-S (Figura 32).

Figura 32. Condiciones del campo durante el segundo semestre de 2009.



-  Water
-  Oil
-  Aquifer water direction
-  Producer well of K3

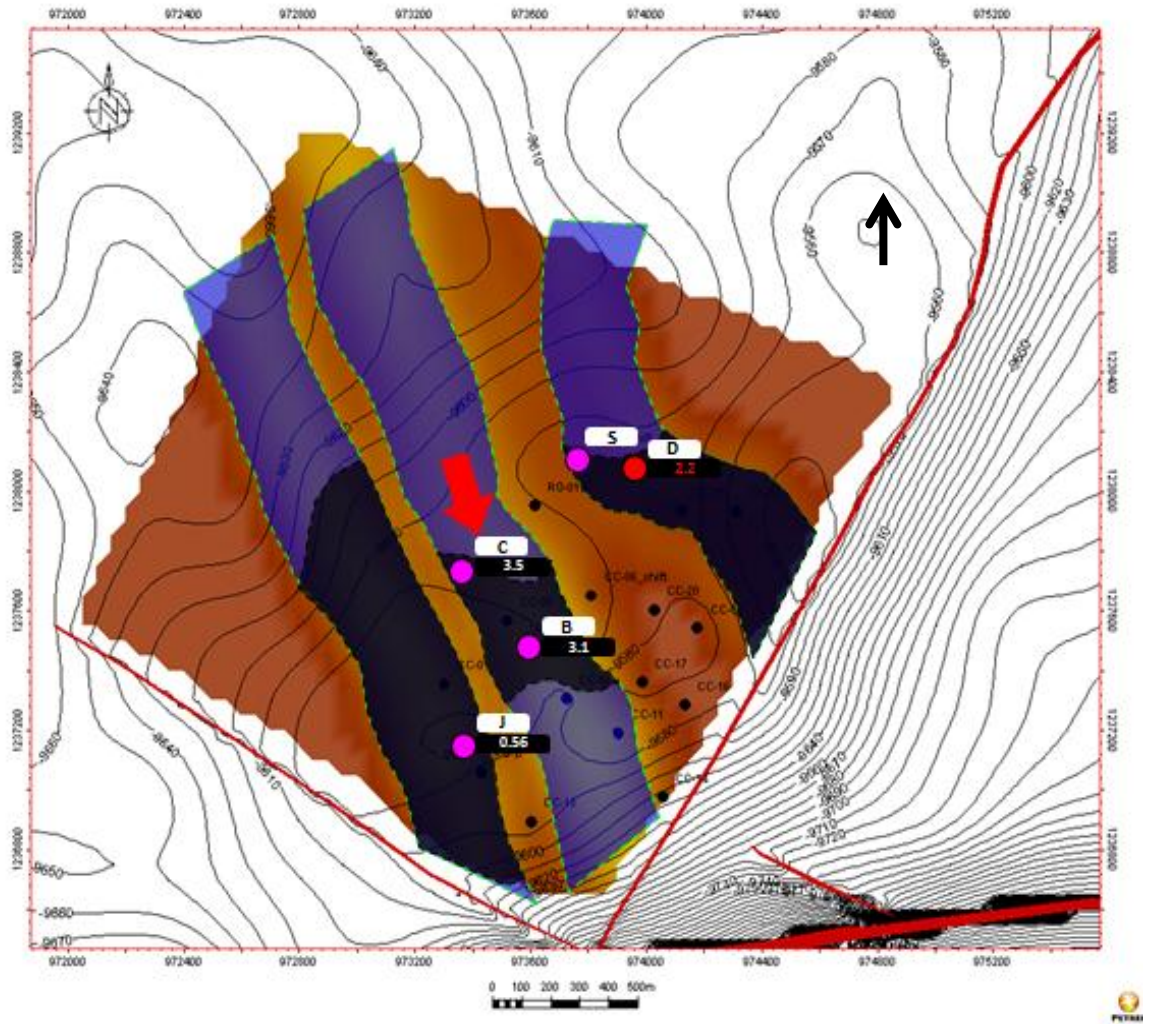
10.2.10. Circulación de fluidos en el campo Caricare durante el primer semestre del 2010

Canal Oeste: Problemas mecánicos en el Pozo J datos anómalos (Figura 33).

Canal Central: Se observa la misma tendencia que el semestre anterior, ya el acuífero ha entrado totalmente en el canal con una dirección N-S. Las fallas en este campo funcionan como sellos (Figura 33).

Canal Este: El Pozo S muestra cortes de agua altos. La dirección de entrada del acuífero es N-S (Figura 33).

Figura 33. Condiciones del campo primer semestre de 2010.



 Water

 Oil



Aquifer water direction



Producer well
of K3

10.3 FUNCIONALIDAD DE LOS DATOS DE RESISTIVIDAD DE AGUA DE PRODUCCION

Los datos de resistividad de agua de producción indican la dirección de entrada del acuífero, lo cual es muy importante en un campo con una trampa hidrodinámica ya que si se conoce el comportamiento del acuífero el manejo del campo será mejor y los riesgos en la perforación disminuirían, además los análisis petrofísicos de pozos nuevos perforados tendrían en cuenta no solo datos puntuales de resistividad de agua de producción sino también el comportamiento del acuífero en el campo lo que daría más certeza a los resultados de la evaluación petrofísica.

Estos datos pueden ser utilizados para campos con soportes de presión por recarga de un acuífero infinito, determinando la resistividad del agua del acuífero y la del agua que se encuentra junto con el hidrocarburo en el yacimiento en las etapas iniciales antes de empezar producción. Si se tienen estos dos valores y se integran con el modelo geológico del campo mirando la variación de estos en el tiempo se puede definir la dirección de entrada del acuífero, lo que daría oportunidades para proponer nuevos pozos y conocer el comportamiento del yacimiento. Para campos con soporte de presión por inyección de agua esta información puede tener la misma importancia si se sabe la resistividad del agua que se esta inyectando.

CONCLUSIONES

El cambio de resistividad en el agua de producción nos indica la presencia de 2 tipos de agua en el yacimiento agua connata y agua del acuífero.

La resistividad del agua de producción puede ser por resistividad del agua connata o por resistividad del agua del acuífero o por resistividad de una mezcla de agua connata con agua del acuífero, de la siguiente manera:

Resistividad del agua connata en la etapa inicial de producción cuando los valores de resistividad son cercanos al valor de $0.29 \Omega\text{m}$ cuando la temperatura de fondo es cercana a 220°F .

Resistividad del agua del acuífero en la etapa final de producción cuando los valores de resistividad son cercanos al valor de $2.5 \Omega\text{m}$ o más altos cuando la temperatura de fondo es cercana a 220°F .

Resistividad de una mezcla de agua connata con agua del acuífero en la etapa media de producción cuando los valores de resistividad varían entre la resistividad del agua connata y la resistividad del agua del acuífero a temperatura de fondo 220°F .

La dirección principal de entrada del agua del acuífero (agua de empuje) es N-S.

La resistividad del agua de formación (R_w) que se debe utilizar inicialmente en los análisis petrofísicos para este campo, en el intervalo de producción K3fs3 es de $0.29 \Omega\text{m}$ a 220°F . Por otra parte, de acuerdo con la ubicación de los nuevos pozos se debe utilizar para estos, valores de R_w que concuerden con la dirección del drenaje del acuífero.

Se generó una base de datos de resistividad de agua de producción para todos los campos de área de Caño Limón, que permitió implementar programas de muestreo cada 6 meses por pozo productor.

Se creó un documento donde se consigna la metodología estandarizada para la toma de muestras y su tratamiento antes de realizar la medición de resistividad del agua.

Los datos de R_w medidos a través del tiempo pueden ayudar a validar los modelos geológicos propuestos para los diferentes campos.

Los cambios de R_w obedecen a la mezcla de agua connata salobre con agua fresca proveniente del acuífero.

El monitoreo constante del R_w puede ayudar a mejorar los cálculos de saturación de hidrocarburo de los pozos nuevos dentro del campo.

Una base de datos confiable con datos de R_w nos ayuda mucho en la interpretación petrofísica y los cálculos de reservas.

BIBLIOGRAFIA

Alarik, I., 2003. Notas de trabajo inédito. Occidental de Colombia INC.

Archie, G.E., 1950. "Introduction to petrophysics of reservoir rocks". *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 34 (5): 943–961.

Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. y Martínez, J., 2007. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. *ANH*, Bogotá.

Barwin, J. H. McPherson, J. G. y Studlick, R. J., (Eds) 1990. Sandstone Petroleum Reservoirs. Casebooks in earth science: New York, Springer-Verlag.

Chermak, A., 1988. Notas de trabajo, inédito, Occidental de Colombia INC. Bogotá,

Cleveland, M. N. y Molina, J., 1990. Deltaic Reservoirs of the Caño Limon Field, Colombia, South America. En: BARWIS, J.H., McPHERSON, J.G. y STUDLICK, J.R.J. (eds.): Sandstone Petroleum Reservoirs. Casebooks in earth science: New York, Springer-Verlag, 281-312.

Dávila, H. y Corrales, A. 2009. Modelo geológico del campo Caricare. Occidental de Colombia.

Gabela, V. H. 1985. Campo Caño Limón, Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Bolivariano. Publicaciones, Tomo I. p 1-29.

Molina, J. 1991. Notas de trabajo inédito sobre. Occidental de Colombia INC..

Robertson Research, 1985. Caño Limón Properties suggest high recovery factor. Oil and gas journal, May 12.

Rodríguez, N., 2009. Metodología para el manejo y uso de la información del campo caño limón (cuenca de los llanos orientales- Colombia). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

SERRA, O., Fundamentals of well-log interpretation. Jefe de servicios de la dirección de exploración de la SNEA, Pau, Francia; Jefe de Dirección de interpretación de desarrollo, Schlumberger servicios técnicos, Singapore.

Stierman, D., 2005. Geophysical Electrical Resistivity Measurements: Resistivity of rocks. Universidad de Toledo, España. En <http://www.eescience.utoledo.edu/faculty/stierman/EEG/notes/RR.htm>, consultado en julio del 2011

Villa, M., 2001. Estudio estructural del sistema de fallas de Caño Limón en el área de Cravo Norte. Tesis de Pregrado, Universidad de Caldas.