

**ANÁLISIS DE INGENIERÍA PARA IDENTIFICAR LA POSIBLE EXISTENCIA DE
UN RÉGIMEN HIDRODINÁMICO PARA UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA
LLANOS ORIENTALES**

**ERIKA YOLIMA ACEVEDO SARMIENTO
MEIBY ALEJANDRA TOLEDO ARIZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**ANÁLISIS DE INGENIERÍA PARA IDENTIFICAR LA POSIBLE EXISTENCIA DE
UN RÉGIMEN HIDRODINÁMICO PARA UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA
LLANOS ORIENTALES**

**ERIKA YOLIMA ACEVEDO SARMIENTO
MEIBY ALEJANDRA TOLEDO ARIZA**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de
ingeniero de petróleos**

**DIRECTOR:
OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida, la salud y la paciencia para cumplir todas mis metas, por las oportunidades que me ha brindado y por ser mi guía espiritual.

A mis padres Nelly Sarmiento y Pablo Acevedo, por su dedicación y amor, por hacer de mí una buena persona, por su comprensión, sacrificio y apoyo en todos mis proyectos, por darme ese gran ejemplo y animarme a conseguir todos mis sueños.

A mi esposo Francisco Rodríguez por apoyarme incondicionalmente en mi carrera, por su amor y comprensión, por darme la fuerza y el valor para alcanzar mi sueño de ser ingeniera de petróleos, por ser paciente, entenderme y colaborar en todo.

A mis hermanos Alex y Taty por brindarme su apoyo, por creer en mí y por darme la oportunidad de ser tía y llenar de amor a Samy, Brayís y Mairita.

A todos mis familiares y amigos, en especial a Memo por colaborar y acogerme como su hija.

A mis amigos y compañeros de universidad que en los últimos años han sido mi compañía, Jessy, Erika, Tata y Neny, gracias por compartir conmigo tantas alegrías, tristezas, malos y buenos momentos, noches de estudio y anécdotas.

A mi compañera de tesis y amiga Meiby por darme la oportunidad de participar en el proyecto, por su apoyo, comprensión, paciencia, y por hacer de estos meses de trabajo momentos agradables llenos de risas.

DEDICATORIA

A Dios por concederme el privilegio de vivir, gozar de buena salud, buenas oportunidades y quien siempre me ha guiado mediante sus bendiciones, su amor y su infinita bondad, para luchar y alcanzar mis metas.

A mi madre Mireya Ariza, por darme la vida, todo su amor, momentos de felicidad, apoyo, por su dedicación para formarme como mejor ser humano, la suficiente paciencia para amarme como soy y su constante motivación para salir adelante en todos mis proyectos, siendo la guía más grande en mi vida .

A mi padre Luis Toledo, por su amor, su incondicional apoyo y constante interés en todos mis proyectos, sus enseñanzas de constancia y perseverancia que me han formado como ser humano más fuerte y quien se ha convertido en una voz de aliento en los momentos más difíciles.

A mis hermanos Jeny, John y Doris, por esforzarse para ser siempre un mejor ejemplo a seguir, por su amor, por sus cuidados, sus buenos consejos y su importante participación, en mi formación académica.

A mis familiares, por apoyarme durante mi carrera profesional y su preocupación por mi bienestar.

A mi novio Ángel Villarreal , por acompañarme durante los últimos cinco años, brindándome toda su paciencia, colaboración y comprensión, durante el desarrollo de mi carrera profesional.

A mis amigas y compañeras de universidad Tatiana y Neny, por su colaboración, por permitirme formar un buen equipo de trabajo, por sus aportes, por su compañía en las malas situaciones y tantos momentos de diversión.

A mi amiga y compañera de tesis Erika, por aceptar trabajar conmigo en la realización de este proyecto, que a su término siento que tomé la mejor decisión, por su paciencia, aportes y momentos agradables que facilitaron el trabajo.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por permitirnos formar como profesionales.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, por su contribución y guía en la realización de este proyecto.

A Olga Patricia Ortiz Cancino, directora del proyecto por su orientación y colaboración.

A la doctora Yustina Rodríguez por brindarnos la oportunidad de participar en el desarrollo de este proyecto.

A la ingeniera Tatiana Cabrejo y el geólogo Ricardo Gómez, por sus invaluable aportes al proyecto, por su paciencia y apoyo.

A todos los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos que de una forma u otra contribuyeron en nuestro proceso de formación académica.

A todos nuestros familiares y amigos de carrera por su amistad y compañía. Por todos los momentos inolvidables que pasamos mientras estábamos estudiando.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. GENERALIDADES	22
1.1 CARACTERÍSTICAS DE ENTRAMPAMIENTO DE HIDROCARBUROS BAJO UN AMBIENTE HIDROSTÁTICO E HIDRODINÁMICO.	22
1.2 IMPLICACIONES DE LA PRESENCIA DE UN FLUJO HIDRODINÁMICO EN LA ACUMULACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL HIDROCARBURO EN EL YACIMIENTO.	30
1.3 EVIDENCIAS DE LA PRESENCIA DE UN AMBIENTE HIDRODINÁMICO EN EL CAMPO DE ESTUDIO.	31
2. CONCEPTUALIZACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO DE ESTUDIO	37
2.1 MARCO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL	37
2.2 MARCO ESTRATIGRÁFICO	40
2.2.1 Paleozoico.	42
2.2.2 Formación Carbonera	42
2.2.3 Formación León Shale	45
2.2.4 Formación Guayabo	45
3. ANÁLISIS DE PARÁMETROS GEOLÓGICOS Y DE INGENIERÍA PARA EVIDENCIAR LA PRESENCIA DE UN FLUJO HIDRODINÁMICO EN EL CAMPO DE ESTUDIO	46
3.1 EVALUACIÓN GEOLOGICA DE POSIBLES FUENTES DE RECARGA	46
3.1.1 Geología de superficie	46
3.2 IDENTIFICACIÓN DE UN RÉGIMEN HIDRODINÁMICO MEDIANTE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN	51
3.2.1 Producción de agua y crudo del campo	54
3.2.2 Análisis pozo a pozo	58

4. PRESIONES	81
4.1 HISTORIA DE PRESIÓN DEL CAMPO	81
4.2 PRUEBAS DE PRESION REALIZADAS	82
4.2.1. Pruebas RFT	82
4.2.2. Pruebas PBU	83
4.2.3. Pruebas PDD	84
4.2.4 Pruebas MDT (Modular Formation Dynamic Tester)	85
4.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS PBU	86
4.4 POTENCIALES DE FLUJO	89
4.5 SUPERFICIES POTENCIOMÉTRICAS	90
4.5.1 Metodología	90
5. ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE AGUA	94
5.1 FUENTES DE INFORMACIÓN	95
5.2 DIAGRAMAS DE STIFF	95
5.2.1 Metodología	96
5.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS	97
5.4 MAPA DE ISOSALINIDAD	99
5.5 CÁLCULO DE RESISTIVIDAD DEL AGUA	102
6. ANÁLISIS HIDRODINÁMICO REGIONAL	105
6.1 ANTECEDENTES	105
6.2 METODOLOGÍA	109
6.2.1 Elaboración de base de datos	109
6.2.2 Procesamiento de los datos de salinidad.	110
6.2.3 Análisis de los mapas de salinidad y cabeza hidráulica	112
CONCLUSIONES	115
RECOMENDACIONES	118
BIBLIOGRAFIA	120
ANEXOS	123

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Distribución de fuerzas actuando sobre una unidad de fluido en un ambiente hidrostático	23
Figura 2. Distribución de los fluidos dentro de un ambiente hidrostático.	24
Figura 3. Distribución de fuerzas actuando en una unidad de fluido en un ambiente hidrodinámico.	25
Figura 4. Distribución de los fluidos dentro de un ambiente hidrodinámico.	26
Figura 5. Esquema de modelos geológicos de atrapamiento hidrostático e hidrodinámico de hidrocarburo	27
Figura 6. Efecto del sentido del flujo de agua sobre una trampa estratigráfica.	29
Figura 7. Efecto de la dirección de flujo de agua sobre la acumulación de hidrocarburos.	31
Figura 8. Gráfica producción de agua y crudo normalizada, y set de registro del pozo, donde se muestra el contacto agua-petróleo (CWO).	33
Figura 9. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el Campo, dirección NW-SE.	35
Figura 10. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el Campo, dirección NE-SW	36
Figura 11. Ubicación geográfica de la cuenca Llanos Orientales.	37
Figura 12. Modelo Estructural del Campo, donde se observa el buzamiento de la estructura en dirección NE-SW.	39
Figura 13. Mapa estructural, con las fallas presentes en el campo de estudio	40
Figura 14. Columna estratigráfica de la Cuenca Llanos Orientales.	41
Figura 15. Sección Transversal. Modelo de estructuras pertenecientes a la zona Sur Colombia.	42

Figura 16. Set de registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando las unidades del Paleozoico y la Formación Carbonera.	44
Figura 17. Mapa Geológico de la República de Colombia.	47
Figura 18. Mapa Atlas Geológico, Plancha 15, Escala 1:500,000. Zoom 50%.	48
Figura 19. Mapa de Geomorfología de la Zona de Estudio.	49
Figura 20. Mapa de Geomorfología de la Zona de Estudio.	49
Figura 21. Modelos de dirección de flujo.	51
Figura 24. Historia de producción de aceite y agua del campo de estudio.	53
Figura 25. Mapas de producción acumulada de agua y aceite normalizada del campo	55
Figura 26. Mapas de producción acumulada de agua y aceite normalizada de pozos horizontales	56
Figura 27. Mapas de producción acumulada de agua y aceite normalizada de pozos verticales	57
Figura 28. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad pozo A1.	59
Figura 29. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad pozo A2.	61
Figura 30. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A3.	63
Figura 31. Navegación del pozo A3	63
Figura 32. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A4.	65
Figura 33. Navegación del pozo A4.	65
Figura 34. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad pozo A5.	67
Figura 35. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray y resistividad, pozo A6.	68
Figura 36. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A7.	70
Figura 37. Navegación del pozo A7	70
Figura 38. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A8.	72
Figura 39. Navegación del pozo A8.	72

Figura 40. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad, pozo A9.	74
Figura 41. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad pozo A10.	76
Figura 42. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A11.	78
Figura 43. Navegación del pozo A11	78
Figura 44. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A12.	79
Figura 45. Navegación del pozo A12	80
Figura 46. Curva de declinación de presión para el campo.	82
Figura 47. Comportamiento de la presión y caudal en función del tiempo en una PBU.	84
Figura 48. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en PDD.	85
Figura 49. Gráfica de la derivada de presión para el pozo B1.	87
Figura 50. Gráfica de la derivada de presión para el pozo B2.	88
Figura 51. Gráfica de presión contra profundidad para el pozo B3.	91
Figura 52. Gráfica de presión contra profundidad para el pozo B4.	91
Figura 53. Mapa de Cabeza Hidráulica para el campo de estudio.	93
Figura 54. Diagramas de Stiff para el campo de estudio.	96
Figura 55. Mapa de Isosalinidad para el campo de estudio	101
Figura 56. Set de registros para el cálculo de R_w .	103
Figura 57. Mapa de resistividades para el campo	104
Figura 58. Mapa de Cabeza hidráulica a nivel regional	113
Figura 59. Mapa de salinidad a nivel regional.	114

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos de cabeza hidráulica para el campo de estudio	92
Tabla 2. Clasificación de las aguas según Sulin.	98
Tabla 3. Cálculos para la correlación del tipo de agua.	99
Tabla 4. Datos de salinidad para el campo de estudio.	100
Tabla 5. Datos regionales de cabeza hidráulica.	111
Tabla 6. Datos regionales de salinidad.	111

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1.Tabla 5. Cálculos de resistividad del agua.	123

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE INGENIERÍA PARA IDENTIFICAR LA POSIBLE EXISTENCIA DE UN RÉGIMEN HIDRODINÁMICO PARA UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.*

AUTORES: ERIKA YOLIMA ACEVEDO SARMIENTO, MEIBY ALEJANDRA TOLEDO ARIZA.**

PALABRAS CLAVES: hidrodinamismo, cabeza hidráulica, isosalinidad, resistividad.

Los efectos debido a la influencia de un ambiente hidrodinámico (si el agua en el acuífero está en movimiento), en un campo petrolero se reflejan directamente sobre el espesor de hidrocarburos, la presión del yacimiento, la expansión del área a desarrollar y por ende las estrategias de producción que se definan bajo estas condiciones hidrodinámicas. Con el fin de mejorar la caracterización del yacimiento, que permita elaborar claras estrategias de desarrollo para el campo de estudio, se implementó, a lo largo de este proyecto, una metodología con enfoque ingenieril, que permitió establecer características del flujo hidrodinámico evidenciado en estudios anteriores, por factores como, mantenimiento de la presión del yacimiento, alta producción de agua, gradación de la columna de aceite y contactos agua-petróleo inclinados.

Mediante el Análisis de producción de agua y crudo, teniendo en cuenta la calidad de roca y la distancia al contacto agua-petróleo (CWO), la elaboración de mapas de cabezas hidráulicas utilizando pruebas de presión, la integración de análisis fisicoquímicos del agua de formación para la construcción del mapa de isosalinidad, la interpretación de registros resistivos representados en un mapa de variación de resistividad y la integración de un análisis hidrodinámico regional, enfocado en las variaciones de salinidad y el valor de cabeza hidráulica de pozos de los campos vecinos, ubicados hacia el oeste del campo de estudio, se confirmó la existencia de un flujo hidrodinámico, en sentido suroeste-noroeste (SW-NE), y suroeste-sureste (SW-SE) con fuente de recarga en la Sierra de la Macarena.

Igualmente este régimen hidrodinámico influye en la acumulación de hidrocarburos, causando una pérdida de columna de aceite primordialmente hacia el Este del campo de estudio.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Olga Patricia Ortiz

ABSTRACT

TITLE: ANÁLISIS DE INGENIERÍA PARA IDENTIFICAR LA POSIBLE EXISTENCIA DE UN RÉGIMEN HIDRODINÁMICO PARA UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.*

AUTORS: ERIKA YOLIMA ACEVEDO SARMIENTO, MEIBY ALEJANDRA TOLEDO ARIZA.**

KEYWORDS: hidrodinamismo, cabeza hidráulica, isosalinidad, resistivity.

The effects due to the influence of a hydrodynamic environment (whether the water in the aquifers is in movement), in an oil field are directly evidenced on the hydrocarbon thickness, the pressure of the oilfield, the expansion of the area to be developed and consequently the strategies of production determined over those hydrodynamic conditions. In order to improve the characterization of the oilfield, that allows making clear strategies of development for the studied area, it was implemented a methodology with an ingenious approach throughout this project. This allowed establishing some characteristics of the hydrodynamic flow clearly evidenced in previous studies because of factors like pressure of oilfield maintenance, high water production, gradation of the stack of oil and bent water-oil contact.

By means of the analysis of crude oil and water production bearing in minds the quality of the rock and the distance to the contact water-oil (CWO), the production of maps of hydraulic heads utilizing pressure tests, the integration of physics and chemicals analysis of formation of water to build the isosalinity map, the interpretation of resistive records shown on a variation map of resistivity in the integration of a regional hydrodynamic analysis focused on the variations of salinity and the vapor of hydraulic head of the oil well in neighboring fields located in the west of the study area. It was confirmed the existence of a hydrodynamic flow, in southwest-northeast direction (SW-NE), and southwest-southeast (SW-SE) with a power resource in the Sierra de la Macarena.

This hydrodynamic regimen likewise makes influence in the accumulation of hydrocarbons causing primarily a loss in the stack of oil towards the East of the area studied.

* Graduation Project

** College of Physical. Chemical Engineering School of Petroleum. Engineering Olga Patricia Ortiz

INTRODUCCIÓN

La importancia de identificar la existencia de procesos hidrodinámicos en un campo de petróleo radica en que estos impactan directamente sobre el espesor de hidrocarburos, la presión del yacimiento, la expansión del área a desarrollar y por ende las estrategias de producción que se definan bajo estas condiciones hidrodinámicas.

Investigaciones de hidrodinamismo realizadas en diferentes campos alrededor del mundo, se enfocan en calcular la máxima columna de aceite influenciada por los diferentes factores de un ambiente hidrodinámico, y así ubicar las áreas con mayor acumulación de hidrocarburos a lo largo del campo.

Dentro del campo de estudio, evidencias como el mantenimiento de la presión del yacimiento, diferencias de profundidad del contacto agua-petróleo (CWO) en los pozos a lo largo del campo, anomalías en el espesor de las columnas de aceite, y producción de agua a elevaciones superiores profundidad del contacto agua-petróleo (CWO), sugieren la teoría que el mecanismo de atrapamiento del campo es hidrodinámico. Sin embargo, hasta el momento esta teoría no ha sido sustentada con datos de producción del campo que han sido generados de más de 400 pozos perforados a Enero de 2011. Con este fin, este trabajo mediante el análisis de producción, presiones, fisicoquímicos de aguas de formación y propiedades petrofísicas, busca evidenciar la posible existencia del flujo hidrodinámico y efectos sobre la acumulación y producción de hidrocarburo y agua.

Los datos utilizados para este estudio, son reales, sin embargo, son confidenciales y pertenecen a ECOPETROL, por lo tanto se ha asignado una nueva nomenclatura a los pozos y a la unidad de interés.

Durante el desarrollo de este proyecto se describen las diferentes características de entrapamiento de hidrocarburos bajo un ambiente hidrostático e hidrodinámico, haciendo énfasis en las condiciones que rigen este último y las implicaciones que conlleva en la acumulación y distribución del hidrocarburo en el yacimiento, para correlacionarlas con el comportamiento del campo de estudio. Así mismo, se realiza la caracterización geológica, donde se describe la columna estratigráfica, destacando las formaciones de interés y su ambiente de depositación.

De la tesis “Evaluación e Identificación de los Factores Geológicos que controlan el Hidrodinamismo en un Campo, en la Cuenca de Llanos, Colombia” de los autores Jenny Carolina Cordero Castellanos y Álvaro Andrés Moncada Díaz, se obtuvo la información de los diferentes parámetros geológicos que evidencian la presencia de un flujo hidrodinámico en el campo de estudio. Además se analizó la producción de agua y crudo para cierto número de pozos, teniendo en cuenta parámetros como la calidad de roca, la distancia al contacto agua-petróleo (CWO), y su implicación en el flujo hidrodinámico.

Las pruebas de presión realizadas en el campo se utilizaron para la construcción de un mapa de cabezas hidráulicas, que permitió identificar la dirección de flujo hidrodinámico.

Por otra parte, se integraron análisis fisicoquímicos de agua donde se interpreta la composición iónica de las aguas de producción y de fondo, para caracterizarlas mediante un método de clasificación. Los datos de salinidad se emplearon en la construcción de un mapa de variación de salinidad que permita establecer una dirección de flujo hidrodinámico. Así mismo, a partir de la interpretación de registros de pozos, se calcula la resistividad del agua de formación para la elaboración de un mapa de resistividades que contribuya a la identificación de la existencia de un régimen hidrodinámico.

Finalmente, se efectuó un análisis hidrodinámico regional enfocado en la salinidad y el valor de cabeza hidráulica de pozos de campos vecinos ubicados hacia el oeste del campo de estudio, con el objetivo de sustentar el flujo hidrodinámico y obtener resultados más representativos y a una escala mayor.

1. GENERALIDADES

El Campo de estudio se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, considerado como uno de los campos con mayores reservas de crudo pesado en Colombia (12° API).

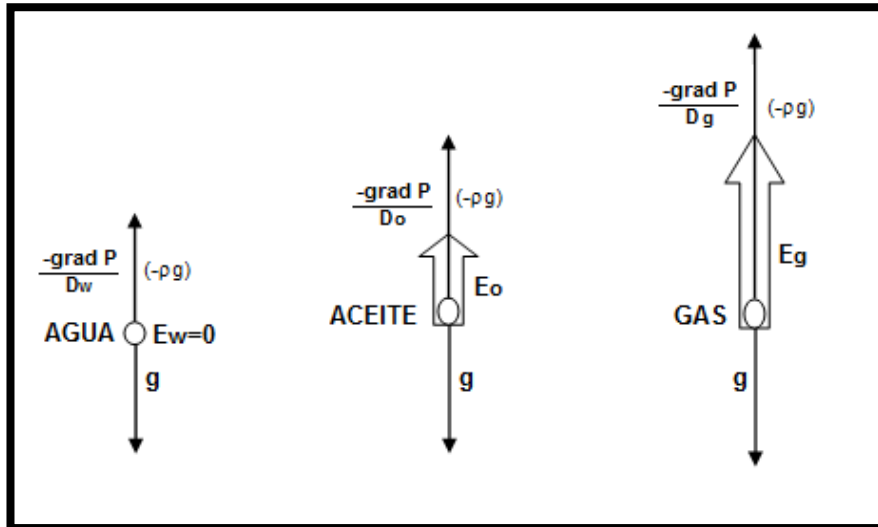
YohaneyGomez et al. (2009), referencian que la interpretación estructural inicial del campo, basada en sísmica 2D, indica un extenso monoclinal con muy poca complejidad estructural. Adicionalmente, la evolución de la presión del yacimiento asumida con un comportamiento uniforme y el contacto agua-petróleo (CWO) encontrado a diferentes profundidades a lo largo del campo, sugieren la teoría de que el mecanismo de entrapamiento es hidrodinámico.

El entendimiento de este mecanismo de entrapamiento es fundamental para el posterior análisis de las condiciones que se presentan en un ambiente hidrodinámico, como el que se evidencia en el campo de estudio. A continuación se definirán los conceptos necesarios que soportan el desarrollo de este proyecto.

1.1 CARACTERÍSTICAS DE ENTRAMPAMIENTO DE HIDROCARBUROS BAJO UN AMBIENTE HIDROSTÁTICO E HIDRODINÁMICO.

Por lo general, las trampas de hidrocarburo se generan bajo ambientes hidrostáticos; entre las características principales que presentan este tipo de yacimientos se resaltan: contactos agua-petróleo (CWO) horizontales, la columna de hidrocarburo muestra un espesor aproximadamente constante a través de la estructura, y los fluidos tienden a moverse en dirección vertical hacia la superficie.

Figura1. Distribución de fuerzas actuando sobre una unidad de fluido en un ambiente hidrostático.

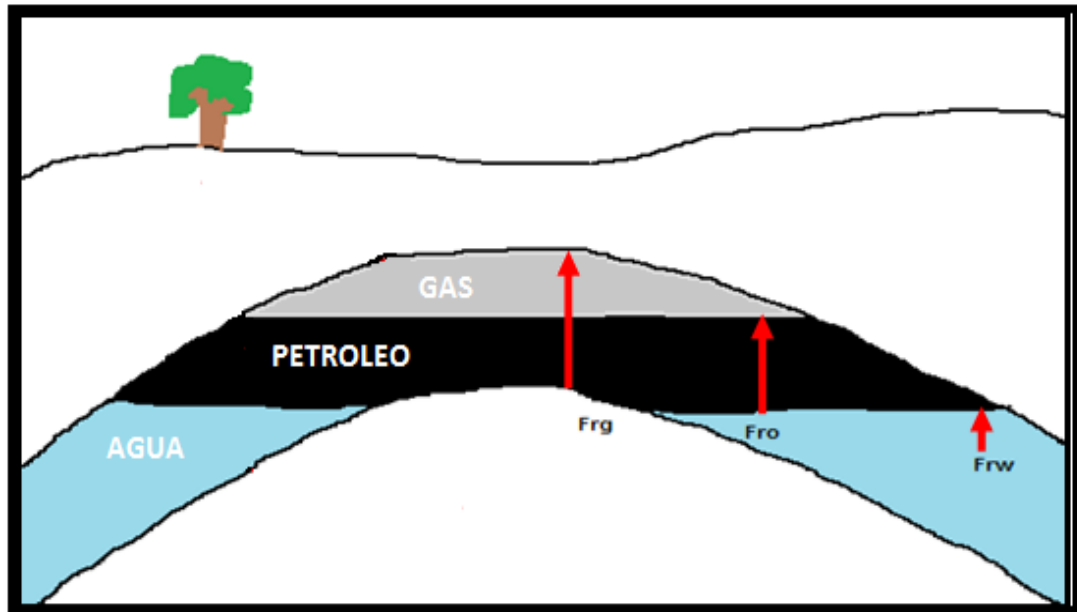


Fuente: Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, Eric C. Dahlberg.

Como se observa en la figura 1, la principal componente es la fuerza de gravedad dirigida hacia abajo la cual es constante para los tres fluidos. La fuerza de boyanza actuando en dirección opuesta a la gravedad es función de la diferencia de densidades entre los fluidos, agua, gas y aceite, y se representa como D_w , D_g , y D_o para el agua, gas y aceite respectivamente.

En el caso de agua inmóvil, las fuerzas que actúan están perfectamente balanceadas, por lo tanto, se obtiene una fuerza resultante $E_w=0$. La distribución de los fluidos ocurre como se observa en la figura 2.

Figura 2. Distribución de los fluidos dentro de un ambiente hidrostático.

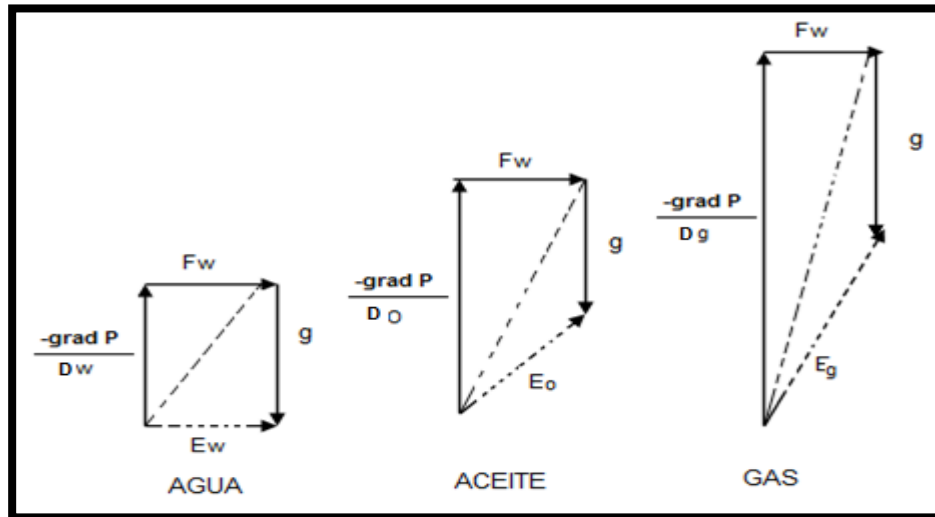


Fuente: Tesis “Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia”, María Isabel Ramírez Segura, y Pablo Alonso Solano Suarez.

Por otro lado, yacimientos de petróleo formados bajo condiciones hidrodinámicas son el resultado de un flujo de agua en el subsuelo que afecta la acumulación y distribución de hidrocarburos en el yacimiento bajo ciertas condiciones geológicas.

Las fuerzas que actúan sobre un cuerpo de masa de agua, petróleo o gas, son las mismas que en un ambiente hidrostático, más la fuerza asociada al flujo de agua (F_w) en una dirección preferencial, la cual representa el movimiento del agua en respuesta a la diferencia de potencial (figura 3). La fuerza resultante bajo estas condiciones se representa por los vectores E_w , E_o y E_g , la diferencia entre ellos, significa que las tres fases se moverán en direcciones diferentes y a diferentes tasas. El flujo final es producido por el movimiento del fluido de regiones de alta a baja energía potencial.

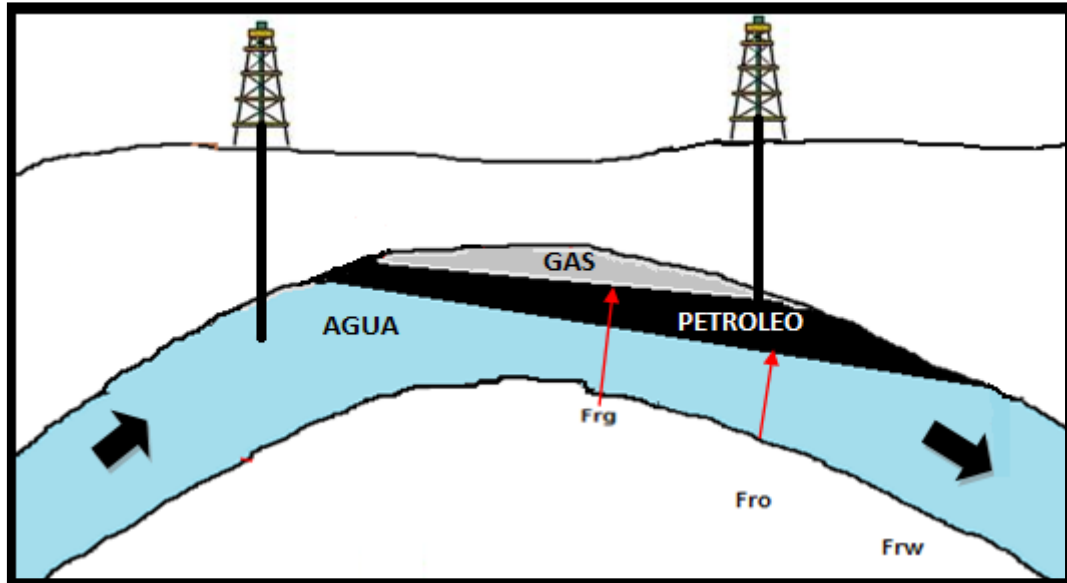
Figura 3. Distribución de fuerzas actuando en una unidad de fluido en un ambiente hidrodinámico.



Fuente: Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, Eric C. Dahlberg.

La fuerza resultante es igual a la única componente de flujo, ya que los componentes del ambiente están en equilibrio. La suma resultante de las fuerzas, (E_o) difiere significativamente de E_w , en dirección y magnitud. El incremento en la componente de la presión de boyanza es atribuible al mayor volumen ocupado por una unidad de masa de fluido que es menos denso que el agua. La distribución de los fluidos se observa en la figura 4.

Figura 4. Distribución de los fluidos dentro de un ambiente hidrodinámico.



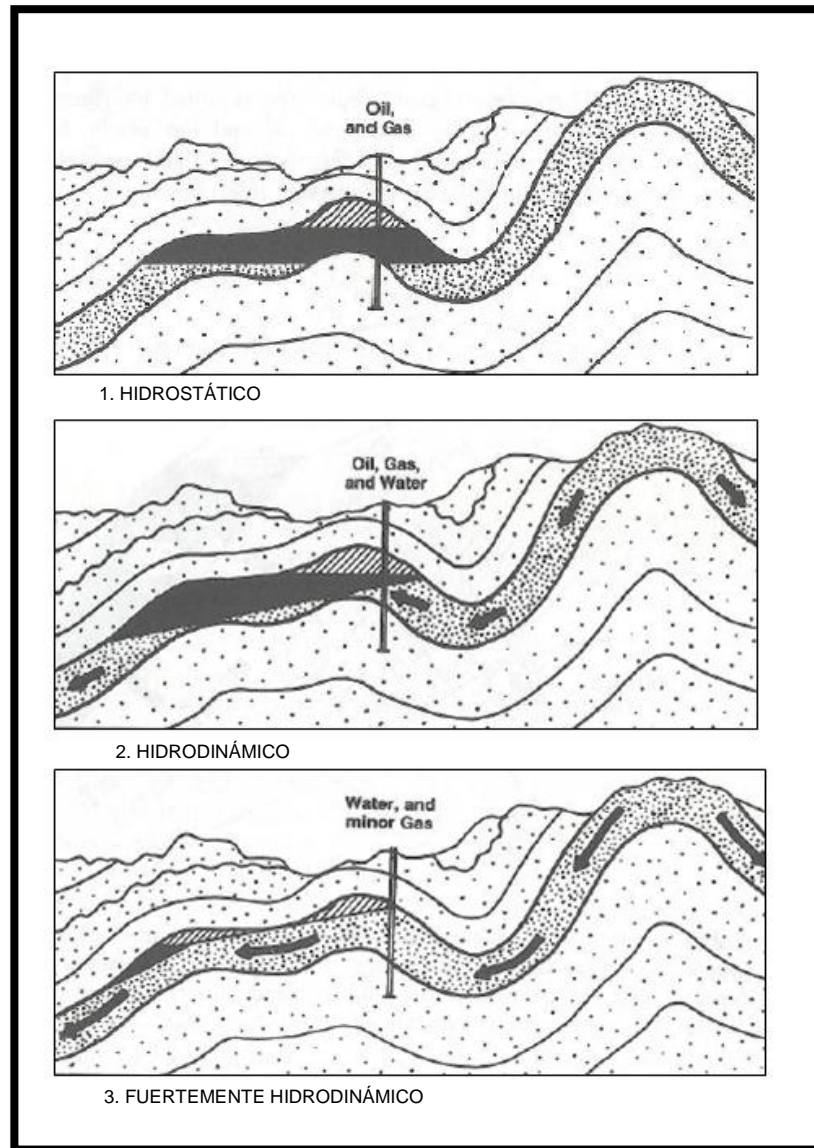
Fuente: tesis "Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia".

Este entrampamiento hidrodinámico se caracteriza según DAHLBERG (1982), por las siguientes condiciones:

- **Acumulaciones de hidrocarburos en trampas geológicamente improbables:** los hidrocarburos migran hasta los lugares donde la combinación de los efectos hidráulicos y geológicos sean ideales para contenerlos, como consecuencia de esta situación es muy posible encontrar acumulaciones de hidrocarburos desplazadas hacia un lado de la cresta de la estructura que los contenga (figura 5), efecto que es muy significativo ya que si se perfora las zonas cercanas al tope de la estructura en sitios con características hidrodinámicas, no se encontrarán las distribuciones de los fluidos que normalmente se esperan. Así, reconocer el grado de influencia de

la componente hidrodinámica es de gran utilidad para predecir y descubrir la ubicación de las acumulaciones de hidrocarburo, con el menor riesgo posible¹.

Figura 5. Esquema de modelos geológicos de entrapamiento hidrostático e hidrodinámico de hidrocarburo.



Fuente: Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, Eric C. Dahlberg.

¹Tesis “Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia”, María Isabel Ramírez Segura y, Pablo Alonso Solano Suarez.

- **Contactos agua-petróleo (CWO) inclinados:** la inclinación de los contactos agua-petróleo (CWO) es producida por el flujo de agua, y puede manifestar la intensidad del gradiente hidrodinámico en un punto determinado. Esta inclinación del contacto ocurre en el mismo sentido del flujo de agua.

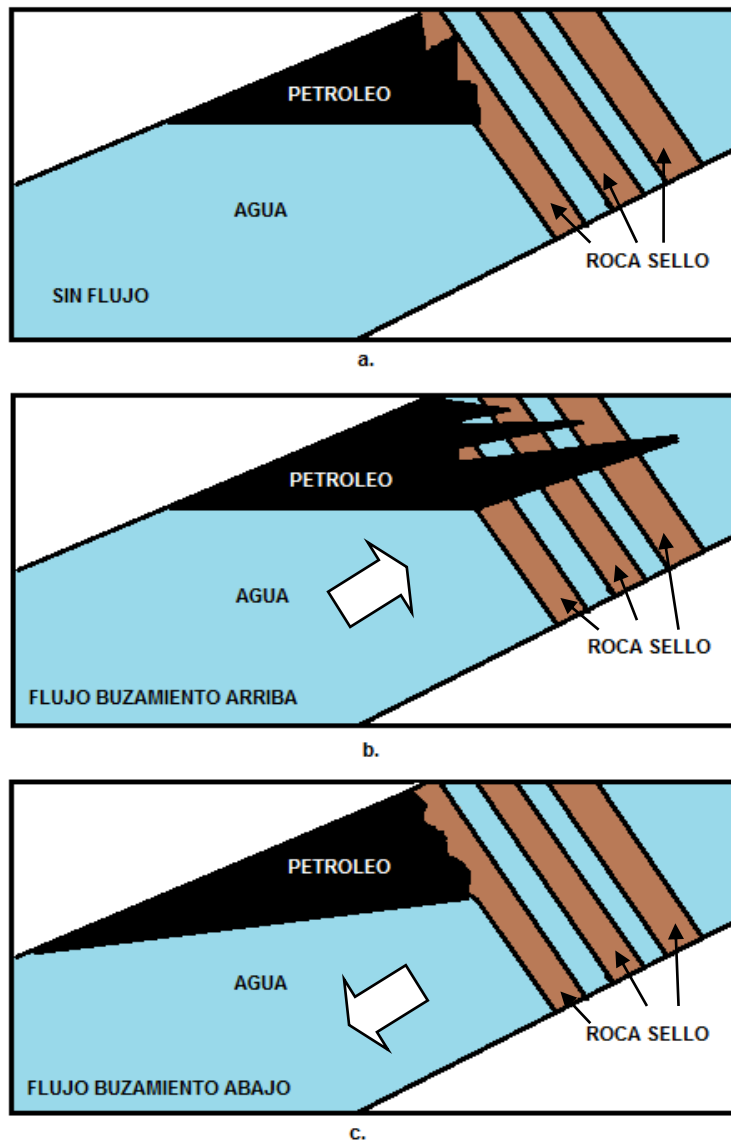
La inclinación del contacto agua petróleo que es función de las fuerzas gravitacionales capilares y viscosas, excede el buzamiento de la unidad del yacimiento y el aceite es expulsado en la estructura cuando el gradiente hidrodinámico llega a ser extremo. El gas debido a su gran boyanza resiste el movimiento del agua más efectivamente y permanece en la trampa después que el aceite ha sido desplazado.

- **Anomalías en el espesor de columnas de aceite:** como se ha mencionado anteriormente la dirección del flujo de agua, influye sobre la acumulación de hidrocarburos.

Así mismo se ha determinado que el flujo de agua en dirección buzamiento abajo favorece la acumulación de hidrocarburos tanto estructural como estratigráficamente, y además si se tienen condiciones geológicas favorables. En la figura 6, se muestra el efecto del buzamiento del flujo de agua sobre la columna de petróleo. En la parte a, se observa una acumulación en un pinchamiento hidrostático, y el espesor de la columna de petróleo no presenta ninguna irregularidad. En la parte b, se presenta el flujo en sentido buzamiento arriba, y por efecto del aumento de la fuerza hidráulica se disminuye la resistencia del sello, permitiendo que el flujo de aceite llegue hasta la parte inferior del sello. En contraste, la parte c, presenta el flujo buzamiento abajo, donde la capacidad del sello se aumenta por el flujo de agua, haciéndolo resistente a las fuerzas de empuje de la acumulación de petróleo²

² Tesis: “Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia”, María Isabel Ramírez Segura y, Pablo Alonso Solano Suarez

Figura 6. Efecto del sentido del flujo de agua sobre una trampa estratigráfica.



Fuente: tesis "Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia", María Isabel Ramírez Segura y, Pablo Alonso Solano Suarez.

- **Producción de agua a elevaciones superiores a las del aparente contacto agua-petróleo:** la presencia de un acuífero activo en el campo de estudio, se hace evidente en la producción de agua, durante el tiempo de desarrollo del campo. Para este caso, el posible ambiente hidrodinámico que se genera debido a la influencia del acuífero se puede evidenciar por el comportamiento

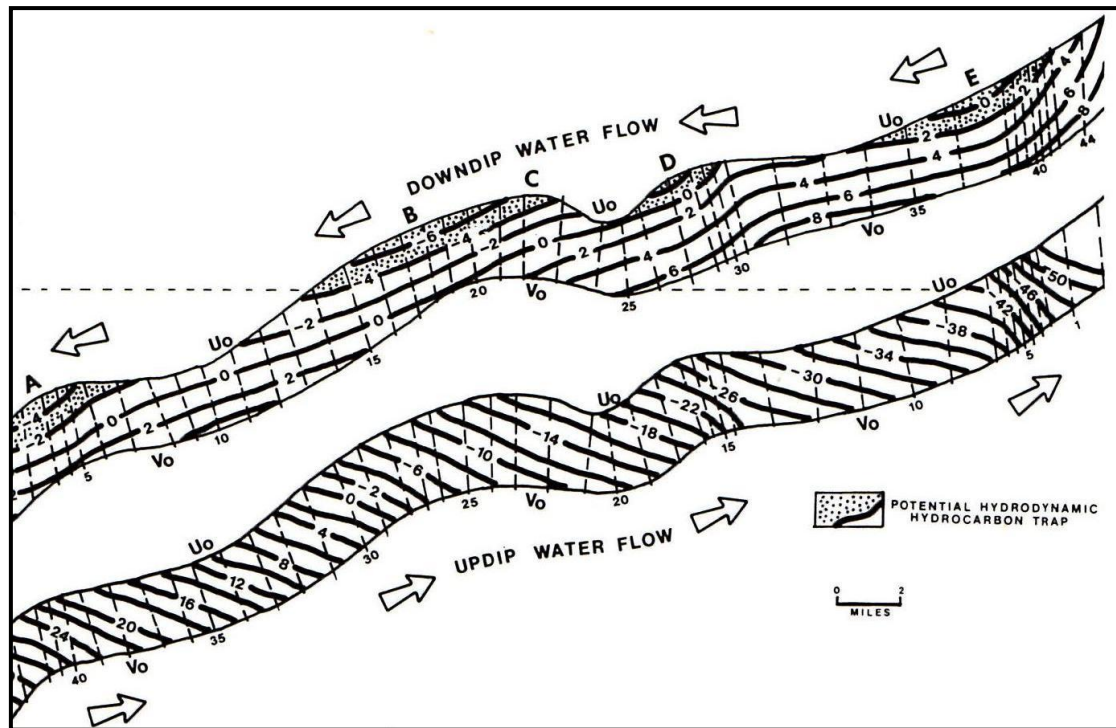
de la producción de agua, ya que un número considerable de pozos, presentan cortes de agua iniciales altos (50%-100%), a lo largo de su historia de producción.

1.2 IMPLICACIONES DE LA PRESENCIA DE UN FLUJO HIDRODINÁMICO EN LA ACUMULACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL HIDROCARBURO EN EL YACIMIENTO.

Cuando el flujo es buzamiento arriba suelen eliminarse las trampas, ya que los vectores de fuerza del agua se colocan normales a las trampas del U_0 (nivel de energía potencial), conduciendo el hidrocarburo hacia arriba de los márgenes de las cuencas, mientras que el flujo buzamiento abajo favorece la acumulación de hidrocarburos tanto estructural como estratigráficamente, anticipando numerosas acumulaciones estratigráficas de hidrocarburos, como se observa en la figura 7, donde U_0 (nivel de energía potencial), está asociado con el aceite disperso en cualquier punto del reservorio, y V_0 es el nivel de energía potencial del agua de formación con respecto al aceite.³

³ Presentación Grupo Caracterización de Yacimientos SYA-ICP.

Figura 7. Efecto de la dirección de flujo de agua sobre la acumulación de hidrocarburos.



Fuente: Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, Eric C. Dahlberg.

1.3 EVIDENCIAS DE LA PRESENCIA DE UN AMBIENTE HIDRODINÁMICO EN EL CAMPO DE ESTUDIO.

Uno de los principales factores que sustentan la teoría de la presencia de un ambiente hidrodinámico en el campo de estudio, es la alta producción de agua de aproximadamente 3000 bls en 400 pozos continuamente y con salinidades de agua dulce asociadas a fuentes de recarga.

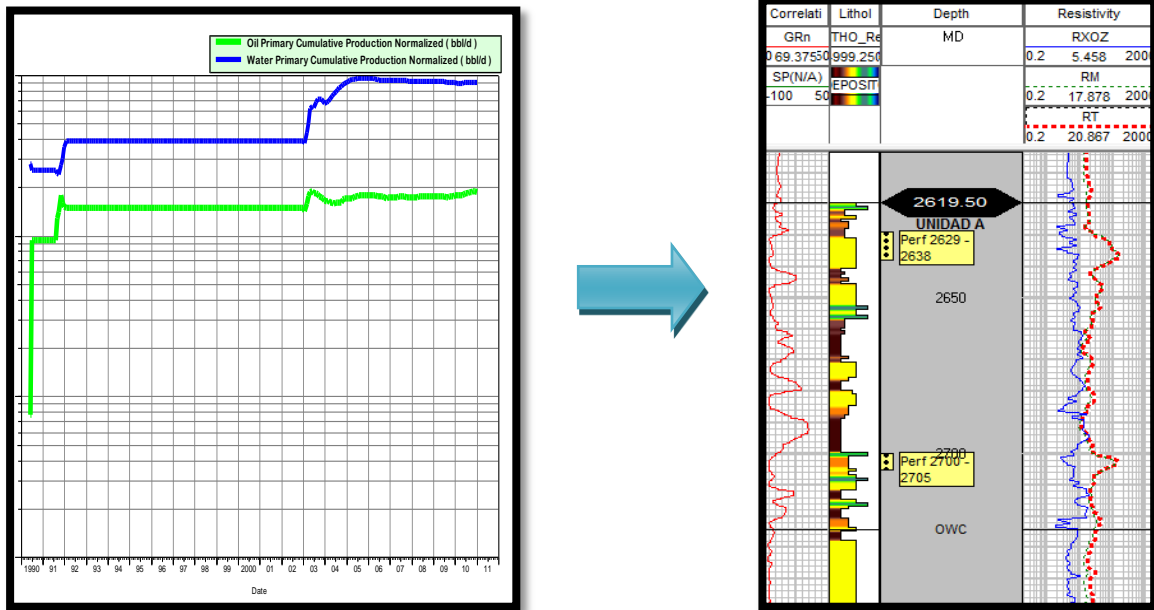
Las producciones de agua iniciales de gran parte de los pozos perforados en el área presenta cortes entre el 60-98% de su producción total de fluidos por periodos continuos de 3-4 años. Los intervalos probados entre 5 a 40 pies cañoneados, algunas veces son perforados muy lejos del contacto agua-petróleo (CWO), pero la irrupción de agua sucede en muy corto tiempo. Algunos casos

evidencian que entre más cerca de la zona de agua más posibilidad de que esta llegue a los pozos como se puede observar en la figura 8. Sin embargo, como se presentará más adelante, estas altas producciones de agua son función del manejo operacional de los pozos, de la cercanía de los cañoneos al contacto agua-petróleo(CWO) y de la calidad de roca en la formación de interés, pues en muchos pozos hay cierta calidad de arenas que por sus propiedades petrofísicas no tienen capacidad de almacenamiento del tipo de crudo presente en el campo, pero sí del agua. Pero la constante producción, en más de 400 pozos perforados a niveles de más de 3000 bls por día sugiere la recarga continua del acuífero que actúa en el campo.

Basado en estudios previos de la cuenca Llanos⁴, que han evidenciado la presencia de estos ambientes mediante el estudio de salinidades del agua de formación y de la presión de cabeza hidráulica en cada yacimiento, es posible que estos procesos también se extiendan hasta el campo de interés. Sustentado en las bajas salinidades del orden de 1000 ppm NaCl encontradas a nivel de la formación de interés en el campo de estudio, y comparado con las salinidades de campos aledaños, este factor revela la presencia de un flujo hidrodinámico en el campo en conjunto con todos los factores anteriormente mencionados.

⁴Hidrodinamic study of the San Fernando and Une Formations in the Apiay-Ariari sub-basin of the Llanos Basin, Colombia. Alejandro Idrobo Hurtado et al.

Figura 8. Gráfica producción de agua y crudo normalizada, y set de registro del pozo, donde se muestra el contacto agua-petróleo (CWO).



Fuente: proyecto OFM y Geographix para el campo de estudio, ICP.

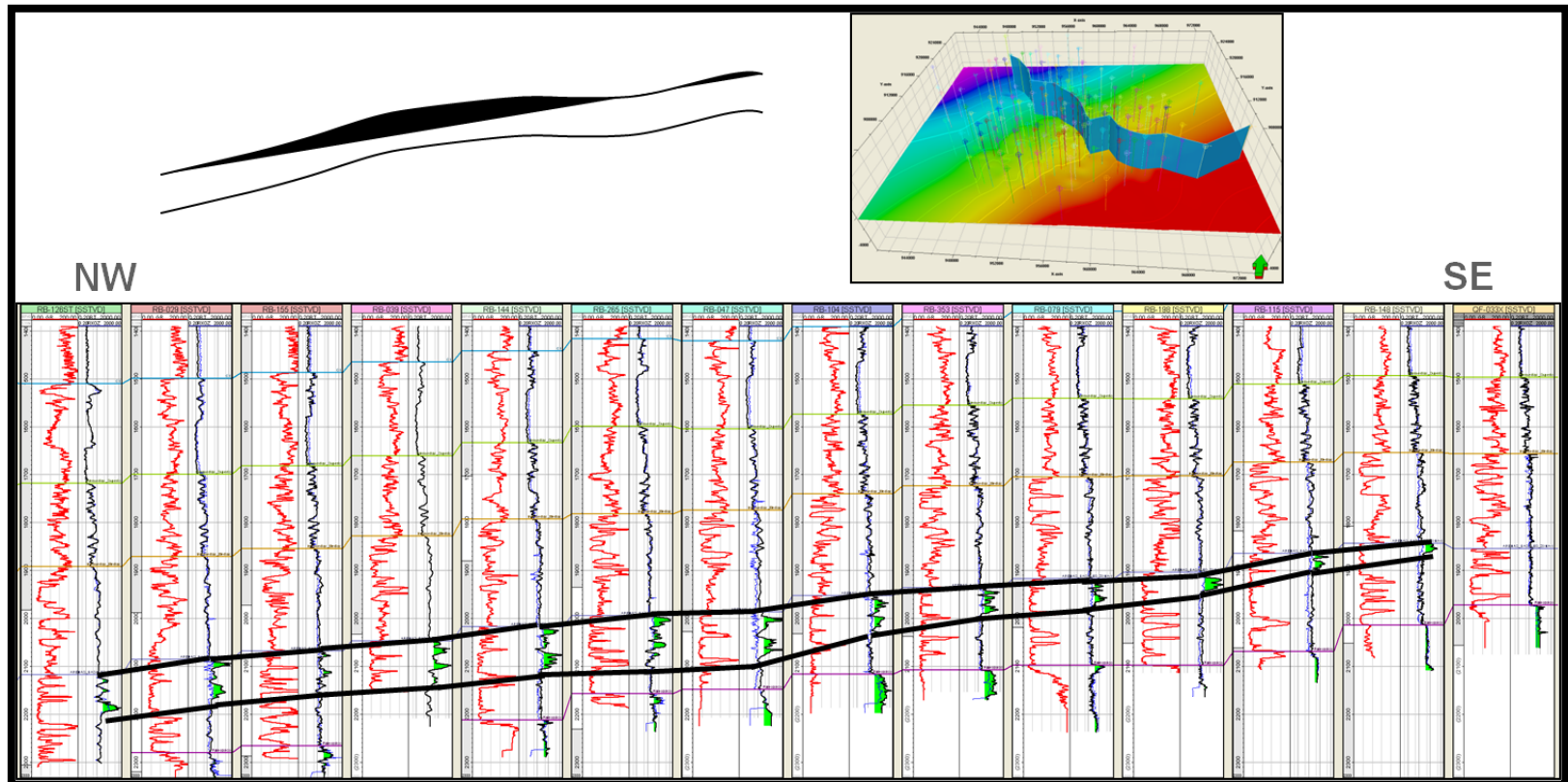
Por otra parte, en el campo de estudio se observa inclinación en el contacto agua-petróleo (CWO), encontrando una tendencia de mayores saturaciones hacia el costado Oeste.

Además, el control hidrodinámico es evidenciado por las variaciones en las columnas de aceite. La figura 9, muestra columnas de aceite de diferentes pozos los cuales presentan buena calidad de roca y se evidencia una variación en la acumulación de hidrocarburos, que aumenta en la dirección sureste-noroeste (SE-NW) coincidiendo con la dirección de buzamiento del yacimiento.

Por otra parte, en la figura 10 para diferentes pozos se muestran las columnas de aceite, las cuales permanecen casi constantes, exceptuando los dos primeros pozos en la dirección noreste-suroeste (NE-SW), donde la columna de aceite se ve afectada por una caída estructural.

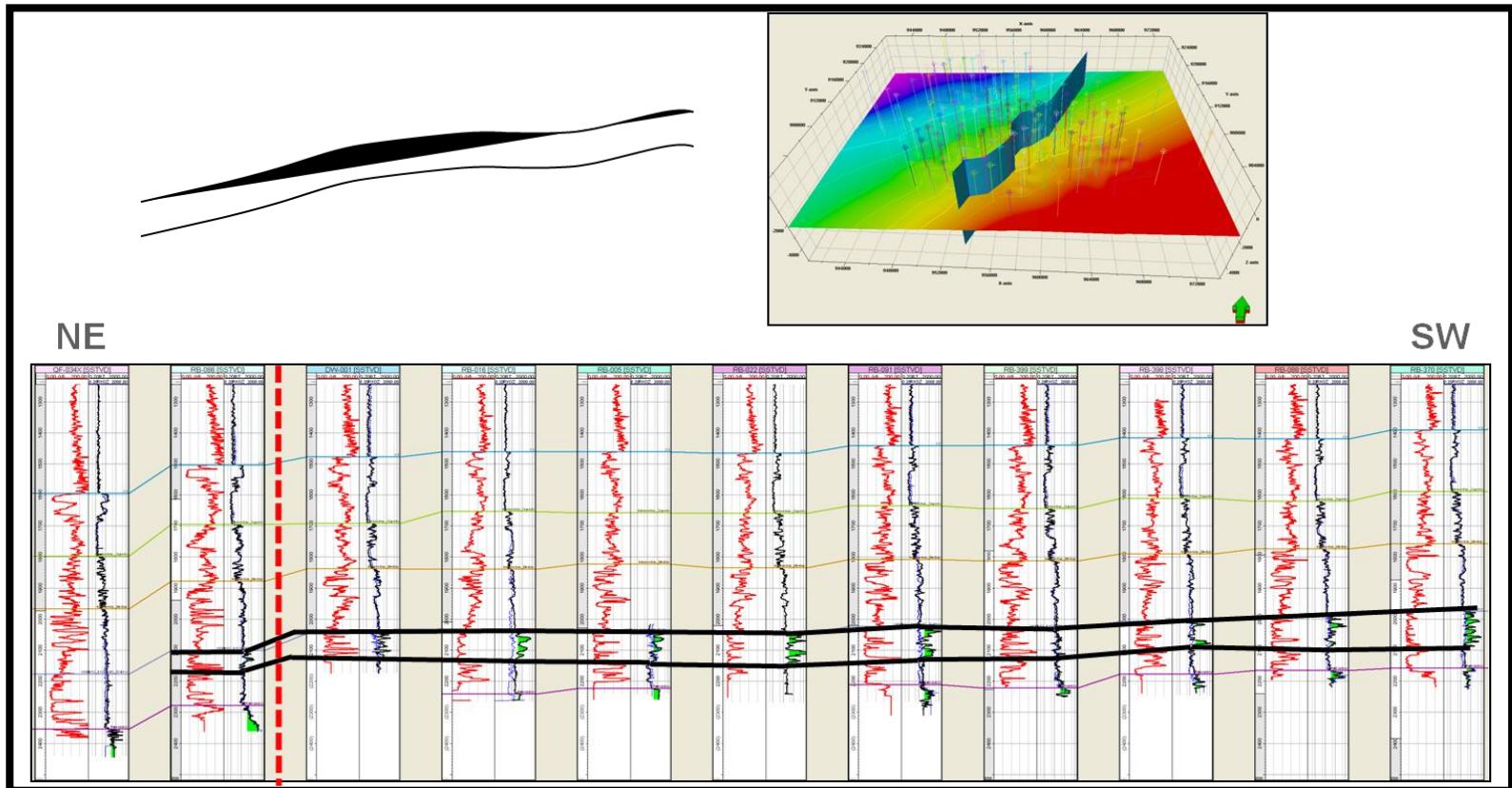
Observando el comportamiento de las columnas de aceite de los dos ejemplos anteriores, se puede establecer que el flujo hidrodinámico presente en el campo, influye en la variación de estas acumulaciones de hidrocarburos, ya que a pesar de ser rocas con muy buena calidad, no es posible encontrar zonas de interés de buen espesor de hidrocarburos, pues este ha sido barrido por el flujo de agua.

Figura 9. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el Campo, dirección NW-SE.



Fuente: Proyecto geographix, ICP.

Figura 10. Correlación de la gradación de la columna de aceite para el Campo, dirección NE-SW.



Fuente: Proyecto geographix, ICP

2. CONCEPTUALIZACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO DE ESTUDIO

2.1 MARCO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL

La zona de estudio se encuentra ubicada en la Cuenca Llanos Orientales, esta es una de las áreas más productivas, representa el 72,2% de la producción total del país actualmente⁵.

Figura 11. Ubicación geográfica de la cuenca Llanos Orientales.



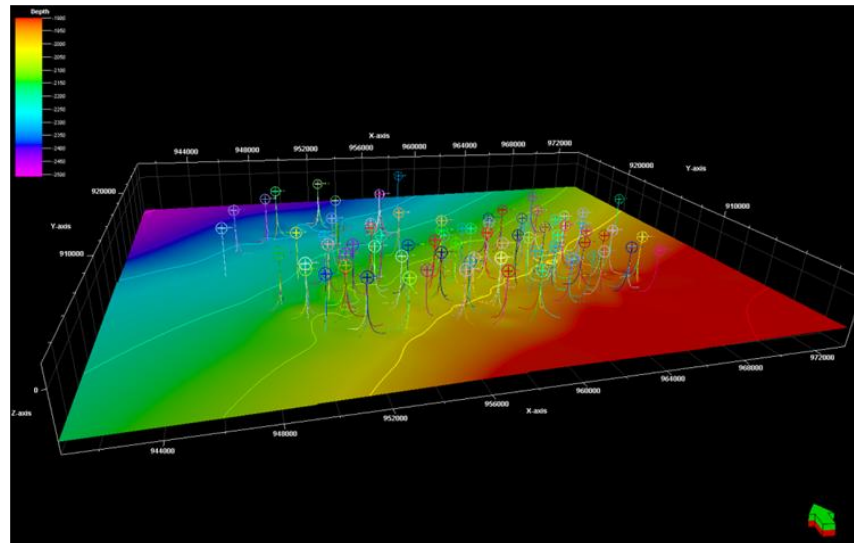
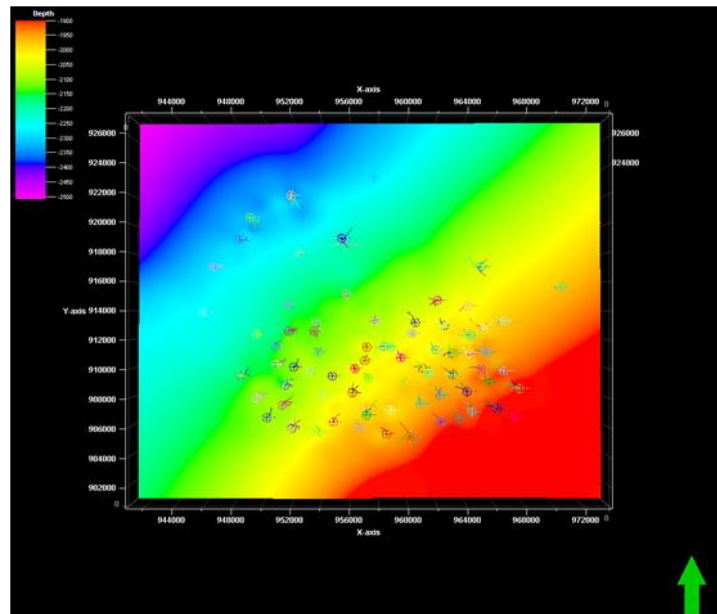
Fuente: ColombianSedimentaryBasins, ANH.

⁵ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Según estudios realizados por Meza y Parra (1993), la cuenca de los llanos es una depresión estructural asimétrica, limitada al Norte por el Arco de Arauca, que la separa de las cuencas Venezolanas de Apure y Barinas; al Oeste y hacia el borde Este de la cordillera Oriental por el sistema de fallas Guaicaramo–Yopal- Santamaría; al Sur por la Serranía de la Macarena y el Arco de Vaupés.

En su configuración presente, se puede dividir en dos dominios estructurales principales: dominio del Piedemonte y dominio de los Llanos, este último puede dividirse a la vez en dos sub-dominios bien definidos: Llanos de Casanare-Arauca y Llanos del Meta. La zona de estudio, se encuentra localizada bajo el subdominio de Llanos del Meta. Se presenta como un extenso monoclinal en la dirección noreste-suroeste (NE-SW), con poca complejidad estructural, enmarcado entre la discordancia del Paleozoico y las unidades de edad Oligoceno Tardío. En la figura 12 se observa la dirección del buzamiento en dirección noreste-suroeste (NE-SW).

Figura 12. Modelo Estructural del Campo, donde se observa el buzamiento de la estructura en dirección NE-SW.

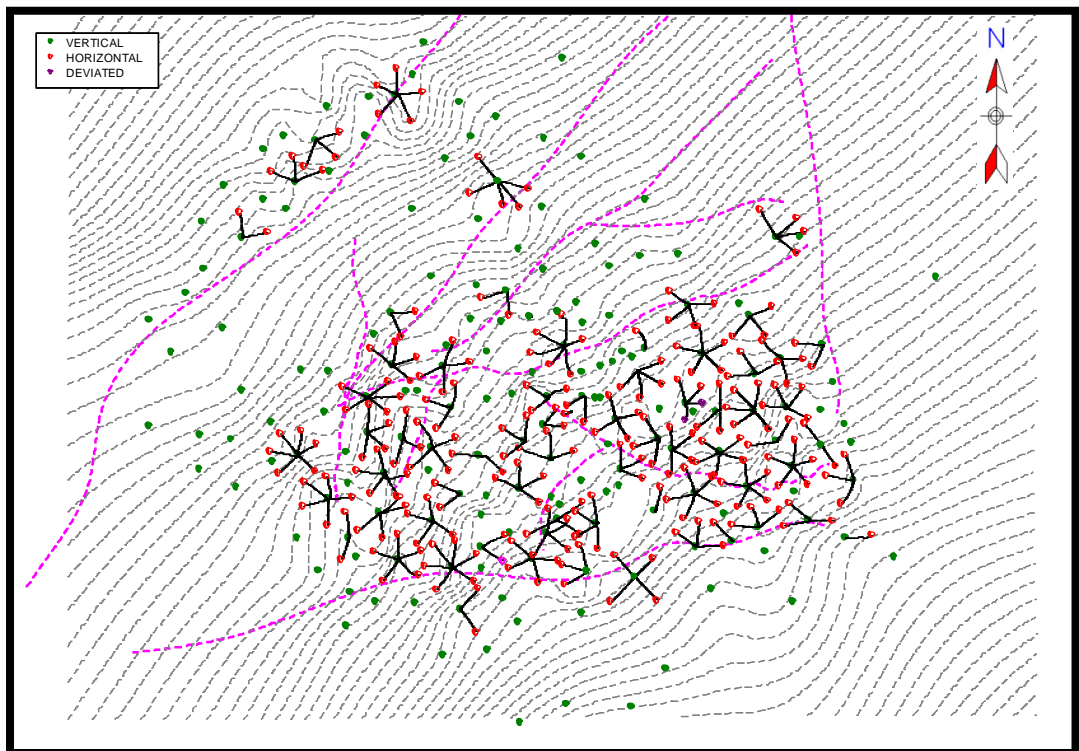


Fuente: Informe Interno. Ecopetrol, ICP Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. 2011

Así mismo, el mapa estructural del campo que se muestra en la figura 13, permite apreciar aspectos como la tendencia general del sentido del buzamiento en la

dirección noreste-suroeste (NE-SW) para las formaciones del campo de estudio. Además, se incluye la ubicación de las fallas en el campo, las cuales se pueden relacionar con el comportamiento de propiedades del yacimiento como, salinidad del agua de formación y presiones, para verificar si estas fallas son de tipo sellante o no sellante.

Figura 13. Mapa estructural, con las fallas presentes en el campo de estudio.

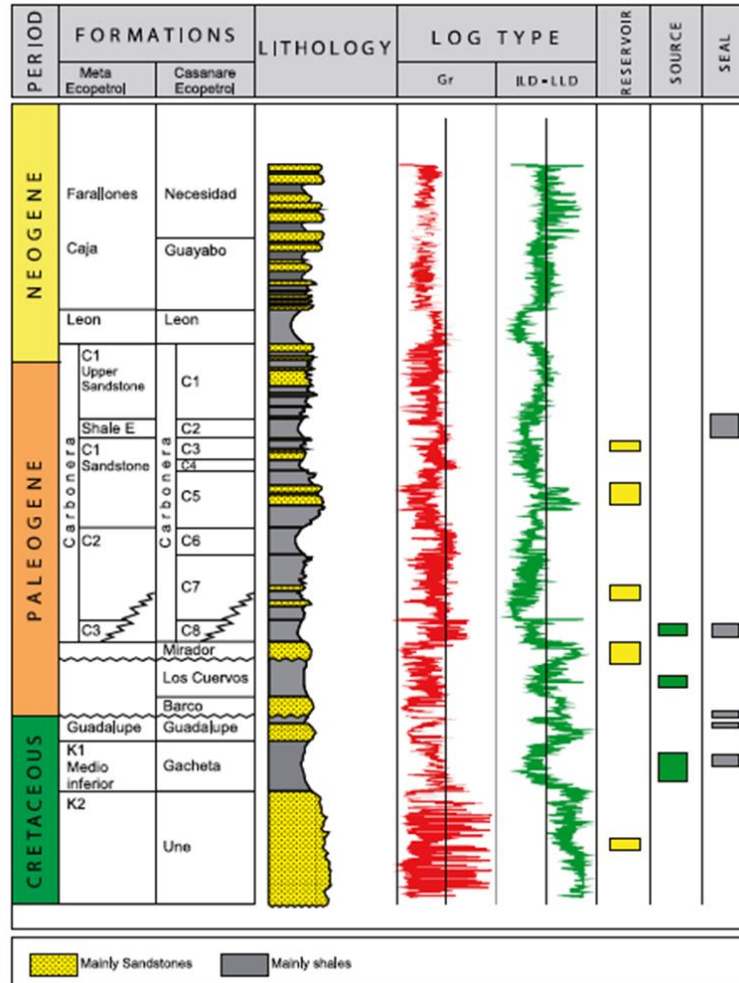


Fuente: Proyecto OFM, ICP.

2.2 MARCO ESTRATIGRÁFICO

La columna estratigráfica generalizada del área de estudio representada en la figura 14, está constituida por rocas del Paleozoico inferior, Mesozoico superior (cretáceo superior) y Cenozoico.

Figura 14. Columna estratigráfica de la Cuenca Llanos Orientales.

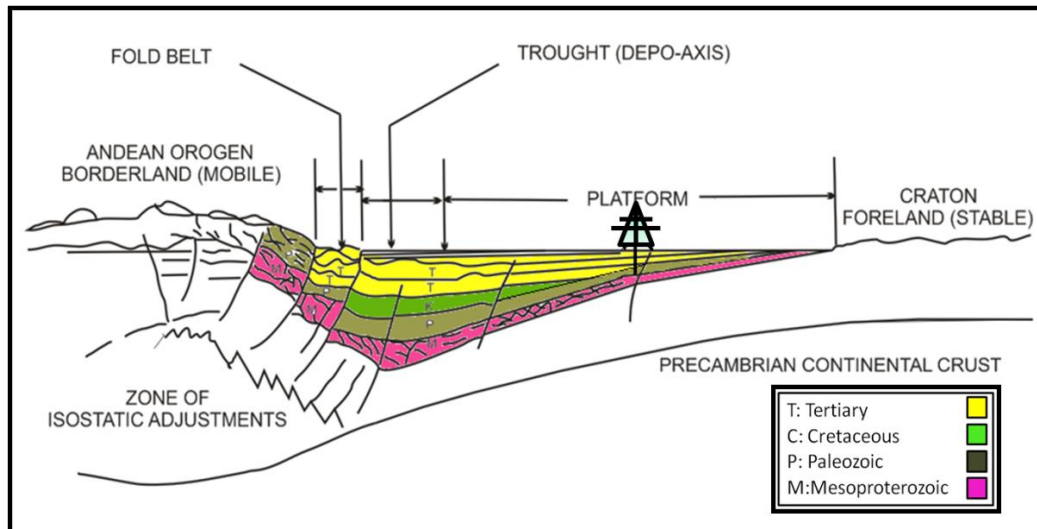


Fuente: ColombianSedimentaryBasins, ANH.

Las rocas del cretácico superior y terciario 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 Colombia⁶ (figura 15).

⁶ Tesis “Evaluación e Identificación de los Factores Geológicos que controlan el Hidrodinamismo en un Campo, en la Cuenca de Llanos, Colombia”, Jenny Carolina Cordero Castellanos y Álvaro Andrés Moncada Díaz.

Figura 15. Sección Transversal. Modelo de estructuras pertenecientes a la zona Sur Colombia.



Fuente: Modificado de West-east Transect Across The Colombian Andes, 2000.

2.2.1 Paleozoico. Las unidades del paleozoico yacen en forma discordante sobre el basamento cristalino, iniciaron su depositación a finales del Cámbrico o a comienzos del Ordovico.

2.2.2 Formación Carbonera. El Instituto Colombiano del Petróleo, ICP en su “Evaluación Regional Meta” (1998), determinó que la formación Carbonera de la Cuenca de los Llanos está limitada a la base y el tope por superficies de máxima inundación. La superficie de inundación al tope de la formación carbonera es el evento que se identifica con mayor facilidad y confiabilidad en el área⁷. Existe una extensión y pinchamiento del Cretáceo, Paleoceno y Eoceno que ocurre hacia la parte occidental - central del sector de estudio que controla,

⁷ Temporalidad De La Formación En La Zona Sur De La Cuenca Foreland De Los Llanos Orientales, Colombia. 2010.

hacia el este, la continuidad y posición estratigráfica, en el tiempo, de las arenas de la formación Carbonera, entre Oligoceno - Mioceno Medio⁸.

Esta formación está constituida por 3 grupos, Unidad A, unidades intermedias y superiores:

- **Unidad A:** las arenas que suprayacen el Paleozoico o Cretáceo, denominadas “UNIDAD A” de la Formación Carbonera, están compuestas principalmente por una secuencia masiva de arenas, que contiene el principal reservorio de hidrocarburos en la parte oriental de la Cuenca de los Llanos. El reporte palinológico permite inferir una edad de Oligoceno Tardío para esta unidad⁹.

Los depósitos que hacen parte de esta unidad, son de tipo fluvial, principalmente lodolitas y arcillolitas provenientes de llanuras de inundación, y areniscas (depósitos de barra y crevasseplay).

Por motivos de confidencialidad de la información sobre el campo, la unidad de interés del yacimiento se denomina Unidad A. El yacimiento presenta porosidades de 25 a 33% y las permeabilidades varían en un rango de 3 a 5 Darcies. Estas propiedades petrofísicas denotan la buena calidad de la roca reservorio.

- **Intermedias:** estas unidades están compuestas principalmente por intercalaciones de lodolitas que representan ambientes lacustres o de llanura de inundación y, areniscas de depósitos de rellenos de lagos o complejos de crevasseplay¹⁰.

⁸ Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio, Sector Pachaquiario– Macarena – Rubiales. 2011

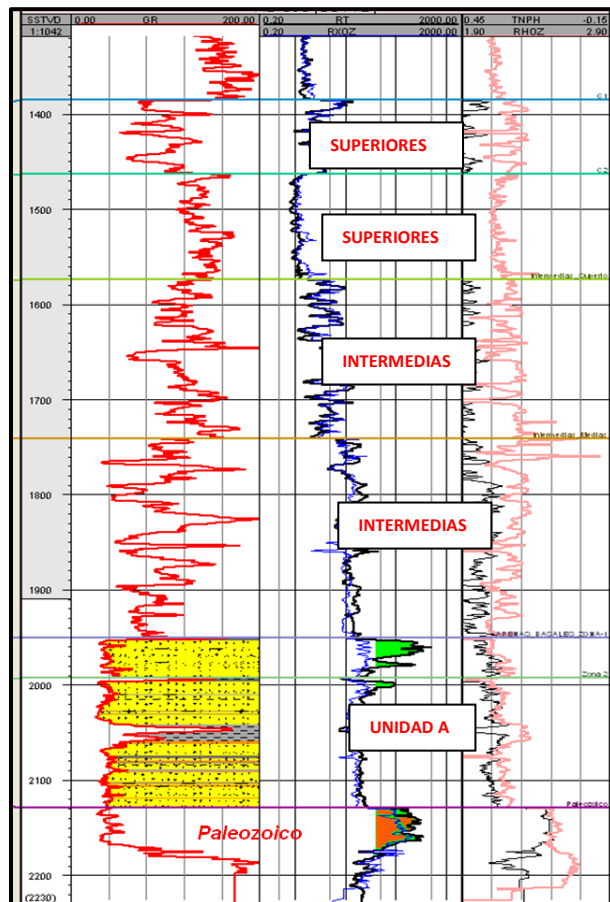
⁹ Control Estratigráfico, Temporalidad Y Procedencia Del Oligoceno A Mioceno Medio, Sector Pachaquiario– Macarena – Rubiales. 2011.

¹⁰ Temporalidad De La Formación En La Zona Sur De La Cuenca Foreland De Los Llanos Orientales, Colombia. 2010.

- **Unidades superiores:** los depósitos que conforman esta unidad provienen de lagos y ambientes progradantes lacustres, predominantemente lodosos hacia la base y con intercalaciones de arenas hacia el tope. Areniscas de canales fluviales (base de la unidad), areniscas de complejos “crevassesplay” (centro de la formación) o rellenos de lagos, y lodolitas lacustres o de llanura de inundación (tope de la formación).

Las diferentes unidades de la Formación Carbonera se representan en la figura 16, a partir de registros de pozos.

Figura 16. Set de registros de pozos (Gamma Ray, Resistivo y Densidad Neutrón) mostrando las unidades del Paleozoico y la Formación Carbonera.



Fuente: Proyecto geographix, ICP.

2.2.3 Formación León Shale. Esta formación se depositó en un ambiente marino transicional y consiste de una secuencia arcillosa con pequeñas interestratificaciones arenosas y carbonosas, color gris verdoso y café ocasionalmente micáceo. (Robertson Research, 1985). Hacia el tope se presenta una forma monoclinal con algunos repliegues al Oeste; presenta un engrosamiento hacia el noroeste(NW). Dataciones bioestratigráficas señalan que la Formación León se depositó durante el Mioceno Medio¹¹.

2.2.4 Formación Guayabo. Corresponde a una molasa caracterizadas por la alternancia de arcillolitas, limolitas pardas rojizas y areniscas¹² datadas de edad Mioceno Tardío a Plioceno con base en palinología¹³, de ambiente transicional en la base y continental en la parte superior¹⁴.

¹¹ Medio Rueda y Garzón, Munar y Otros, 1991.

¹² Rubio et al, 1998; en Rangel et al, 1991.

¹³ Vázquez y Bolívar, 1986; Castro, 1991.

¹⁴ Vázquez y Bolívar, 1986.

3. ANÁLISIS DE PARÁMETROS GEOLÓGICOS Y DE INGENIERÍA PARA EVIDENCIAR LA PRESENCIA DE UN FLUJO HIDRODINÁMICO EN EL CAMPO DE ESTUDIO

3.1 EVALUACIÓN GEOLOGICA DE POSIBLES FUENTES DE RECARGA

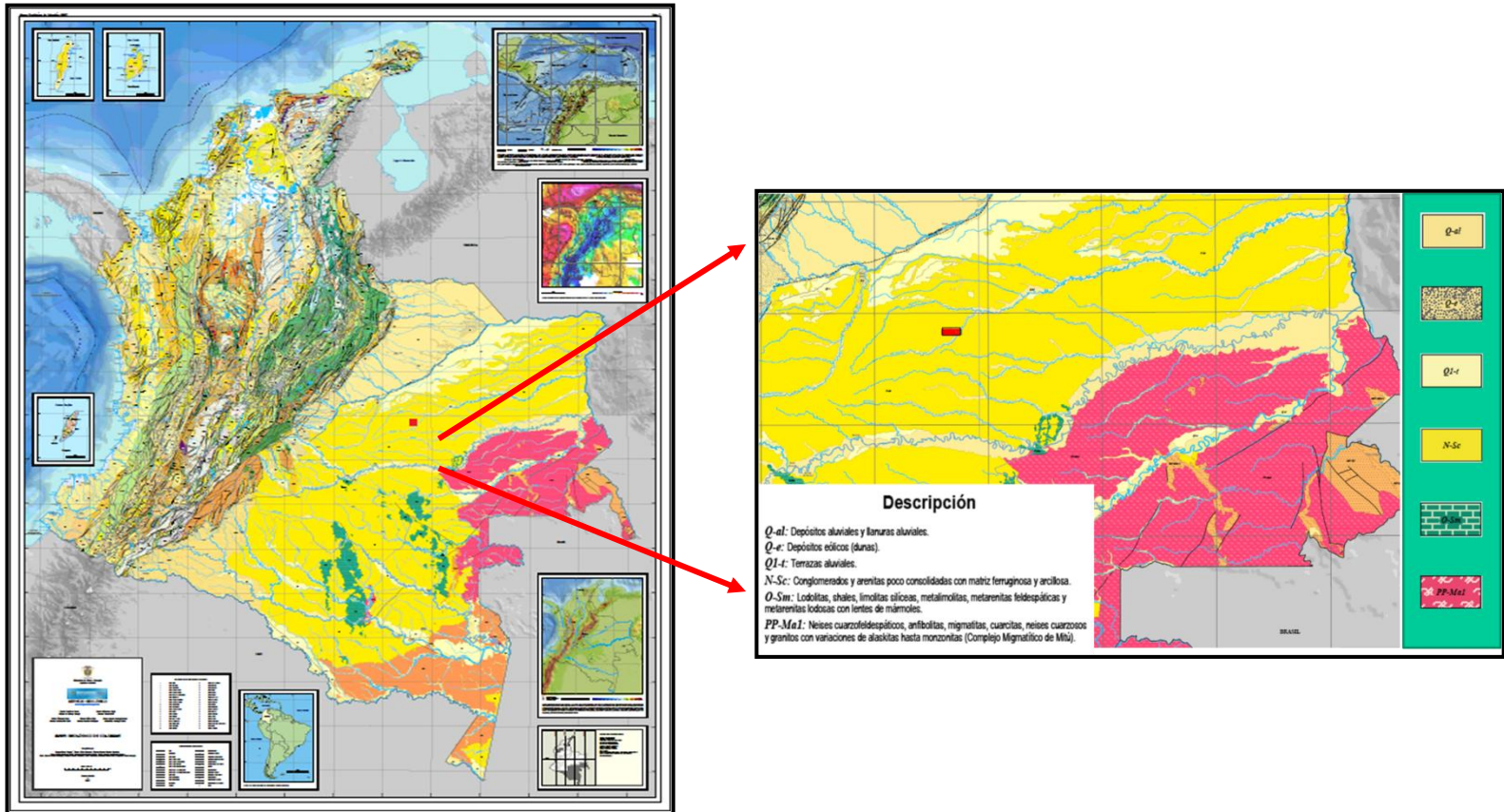
Esta evaluación geológica se tomó de la tesis “Evaluación e Identificación de los Factores Geológicos que controlan el Hidrodinamismo en un Campo, en la Cuenca de Llanos, Colombia” de los autores Jenny Carolina Cordero Castellanos y Álvaro Andrés Moncada Díaz.

Para identificar las posibles recargas del acuífero se utilizó la información de Geología de superficie.

3.1.1 Geología de superficie. Utilizando mapas de INGEOMINAS se identificaron las siguientes litologías aflorantes (Ver figuras 17 y 18):

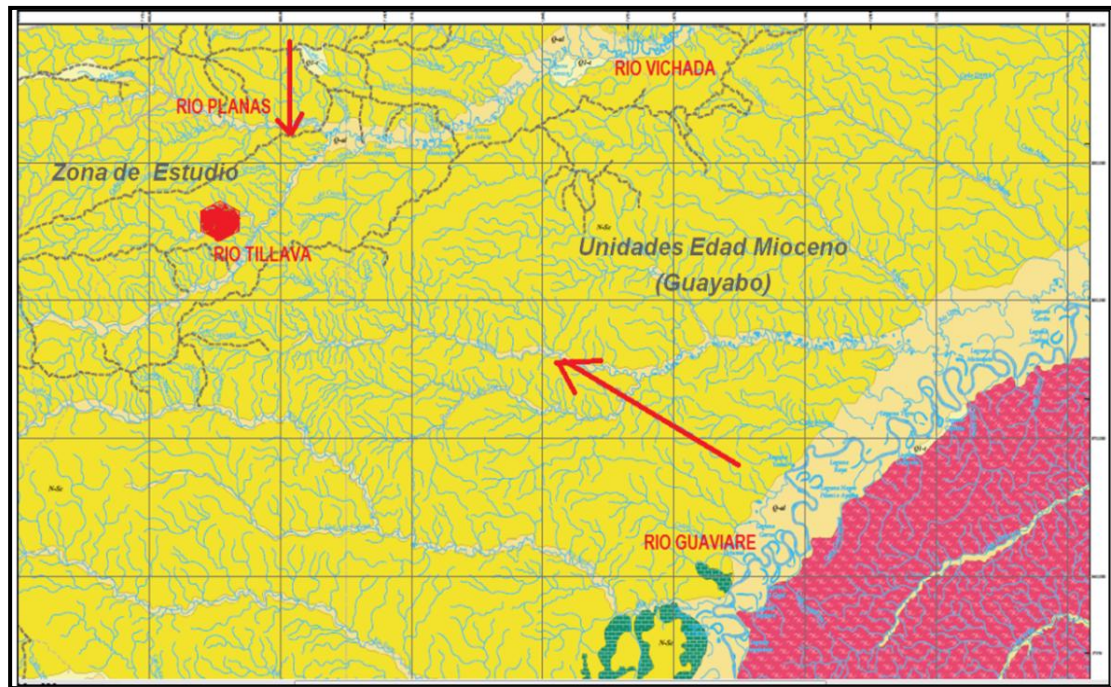
1. Q-al: Depósitos aluviales y llanuras aluviales.
2. N-Sc: Conglomerados y Arenitas poco consolidadas, con matriz ferruginosa y Arcillosa; correspondiendo con la Formación Guayabo, de edad Mioceno.
3. O-Sm: Lodolitas, Shales, Limolitas Silicias, Metalimolitas, Metarenitas Feldespáticas y Metarenitas lodosas con lentes de Marmoles; que corresponde con el Paleozoico.
4. PP-Ma1: Neises Cuarzofeldespáticos, Anfibolitas, Migmatitas, Cuarcitas, Neises Cuarzosos y Granitos con variaciones de Alaskitas hasta Monzonitas (Complejo Migmatítico de Mitú); correspondiendo al Paleoproterozoico.

Figura 17. Mapa Geológico de la República de Colombia.



Fuente: <http://www.ingeminas.gov.co/content/view/659/85/lang,es>

Figura 18. Mapa Atlas Geológico, Plancha 15, Escala 1:500,000. Zoom 50%.



Fuente: www.ingegominas.gov.co

Las fuentes hídricas que bordean el área fueron analizadas con mapas del IDEAM, se identificaron de manera general grandes fuentes dentro de las cuales se encuentra el Río Guaviare con sus principales afluentes como Río Siare, Río Iteviare, Caño las Viejitas, Río Uva, Río Cada, Caño Chupabe (Ver figura 19). La distancia desde la posible fuente de recarga hasta las unidades del Campo de estudio es de aproximadamente 150 km, aunque ésta distancia es considerable, el río tiene una gran estructura lo que infiere alta energía, esto se puede analizar con la magnitud de sus meandros, ya que la distancia entre éstos es de aproximadamente 10 km, entonces la distancia al campo realmente no es tan grande para este sistema hídrico, además el rumbo de los contactos litológicos muestran la misma dirección de la estructura (NW) que se tiene en el Campo.

Figura 19. Mapa de Geomorfología de la Zona de Estudio.



Fuente: <http://bacata.ideam.gov.co/Visor/>

Figura 20. Mapa de Geomorfología de la Zona de Estudio.



Fuente: <http://bacata.ideam.gov.co/Visor/>

En base a lo anterior se plantean dos modelos para la dirección de flujo, con las posibles rutas del hidrodinamismo las cuales serían las unidades del Paleozoico,

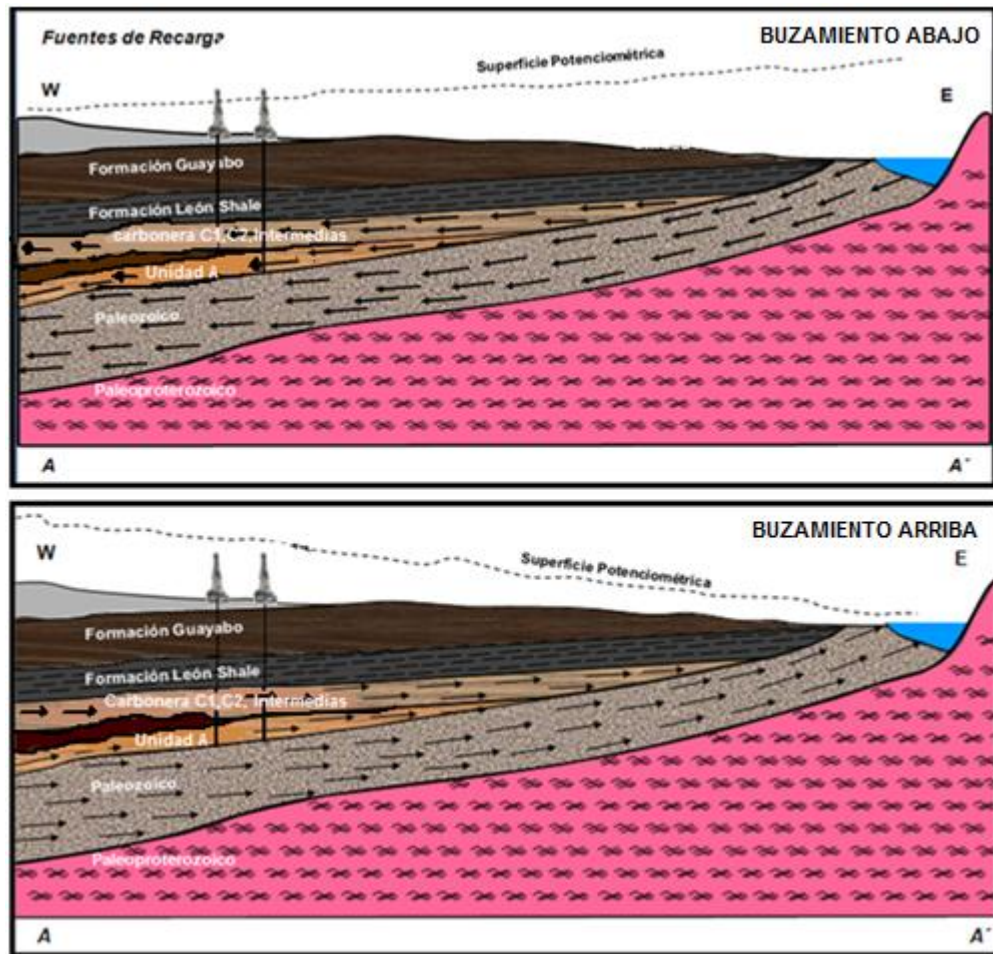
el cual se pone en contacto con las unidades de la Formación Carbonera, León Shale y Guayabo:

1. Considerando el Río Guaviare como recarga percolando las unidades del Oligoceno - Mioceno Medio (Formación Carbonera), Paleozoico y otras unidades arenosas, con C7 pinchándose; esto sería en dirección buzamiento abajo lo que favorecería el entrapamiento. Este se puede apreciar mejor en la figura 20 que representa este modelo en 3D.
2. Otro planteamiento considera el Río Guaviare como descarga, lo que representaría una dirección buzamiento arriba, lo cual no sería benéfico para el campo. Igualmente este se puede apreciar mejor en la figura 20.

Estas direcciones se encontrarán con análisis de presiones, donde el nivel de energía potencial del fluido en la entrada supera al de salida; y salinidades, debido a que el grado de salinidad que posee un agua subterránea puede ser asociado con el régimen de movimiento en que ésta se encuentra.

Las posibles rutas del hidrodinamismo serían las unidades del Paleozoico, el cual se pone en contacto con las unidades de la Formación Carbonera, León Shale y Guayabo, en dirección buzamiento arriba y buzamiento abajo como se muestra en la figura 21.

Figura 21. Modelos de dirección de flujo.



Fuente: Modelamiento Estático Y Dinámico. Zona de Estudio. Ecopetrol, ICP. 2011.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE UN RÉGIMEN HIDRODINÁMICO MEDIANTE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El propósito de este análisis es encontrar una relación entre la producción del campo y los efectos del ambiente hidrodinámico.

Con el fin de relacionar el comportamiento de la producción de aceite y agua con la presencia de un flujo hidrodinámico que está actuando sobre el campo de estudio, surge la necesidad de integrar datos y gráficas de producción del campo,

para su posterior análisis que permita establecer una tendencia, y clasificar los factores más relevantes que controlan la producción del campo.

Durante el desarrollo del campo se han perforado 428 pozos, a Enero de 2011, de los cuales 293 se encuentran trabajando, 96 pozos han quedado inactivos, 11 abandonados y 28 inyectores inactivos.

En el campo de estudio se han implementado principalmente dos sistemas de levantamiento artificial para mejorar la productividad de los pozos. Inicialmente los pozos verticales producían por medio de bombeo por cavidades progresivas (PCP). Este sistema está diseñado para el control de producción de crudos pesados, es decir, con una alta viscosidad, y baja gravedad API, como el que se produce en el campo (12°API). Además es eficiente en el manejo de altos contenidos de agua y de tener aplicabilidad en pozos desviados, inclinados u horizontales.

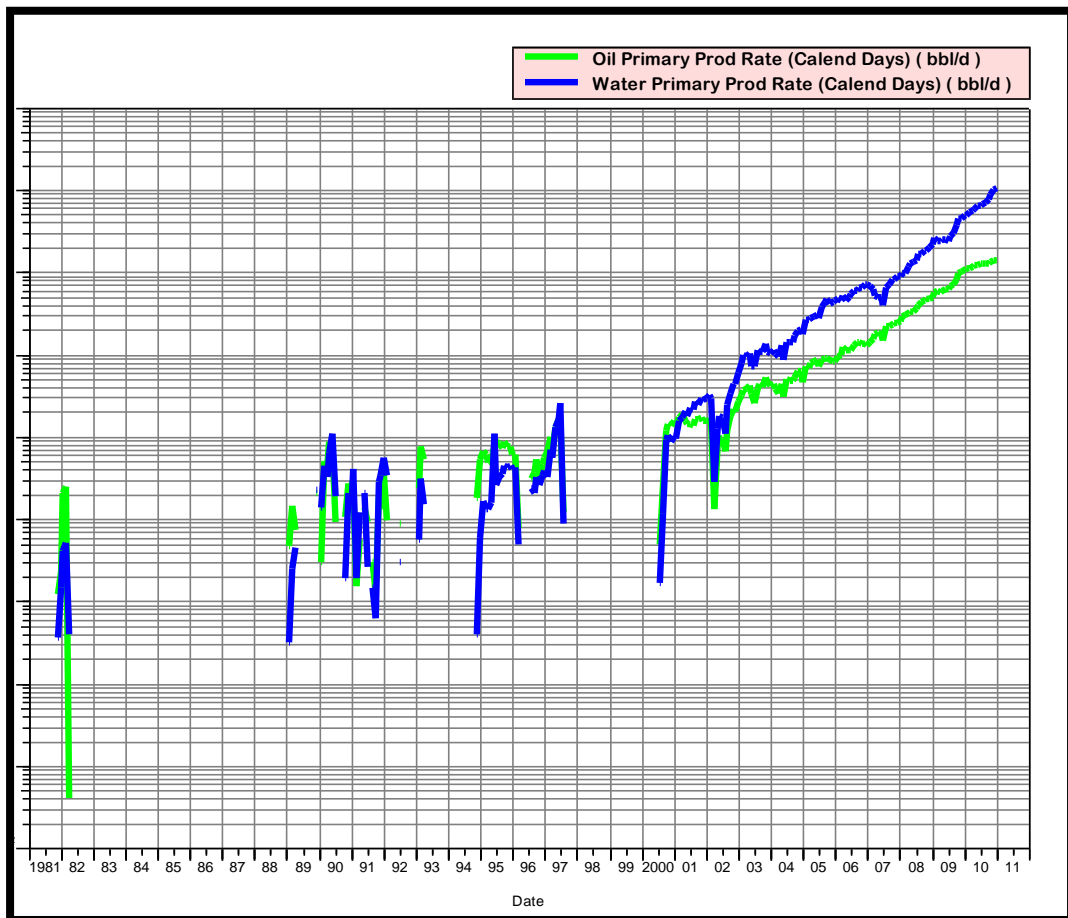
Este tipo de sistema de levantamiento se ha ido cambiando gradualmente en pozos verticales al bombeo electrosumergible (ESP). Este método presenta una mayor eficiencia en comparación con el bombeo por cavidades progresivas (PCP), en cuanto a la profundidad de operación. Además, se puede utilizar en pozos con altas relaciones agua-petróleo, baja relación gas-líquido, alto índice de productividad, en pozos tanto verticales como desviados o inclinados.

El bombeo electrosumergible (ESP) tiene un rango de capacidades que va desde 200 a 9000 barriles por día (BPD), trabaja a profundidades entre los 12000 y 15000 pies, el rango de eficiencia está entre 18 a 68%.

La curva de producción de agua y crudo representada en la figura 24, muestra la historia de desarrollo del campo desde su inicio de explotación en el año 1981, la cual se ha visto influenciada por la presencia de un acuífero activo, causando un

comportamiento constante en la presión del campo y altas producciones de agua. Así mismo esta figura muestra diferentes períodos de cierre en el campo. Para Enero de 1982, la producción se detiene completamente, y reinicia en el año de 1989, siendo detenida nuevamente en el año 1993, y a comienzos de 1994 reinicia su trabajo. Finalmente en 1997 tiene su último cierre, reiniciando sus operaciones en el año 2000. Desde entonces su producción ha aumentado a través del tiempo, pero en el 2001 la producción de agua comenzó a ser mayor que la producción de aceite. Las mayores tasas de agua y aceite producidas se presentaron a comienzos del año 2011.

Figura 24. Historia de producción de aceite y agua del campo de estudio.

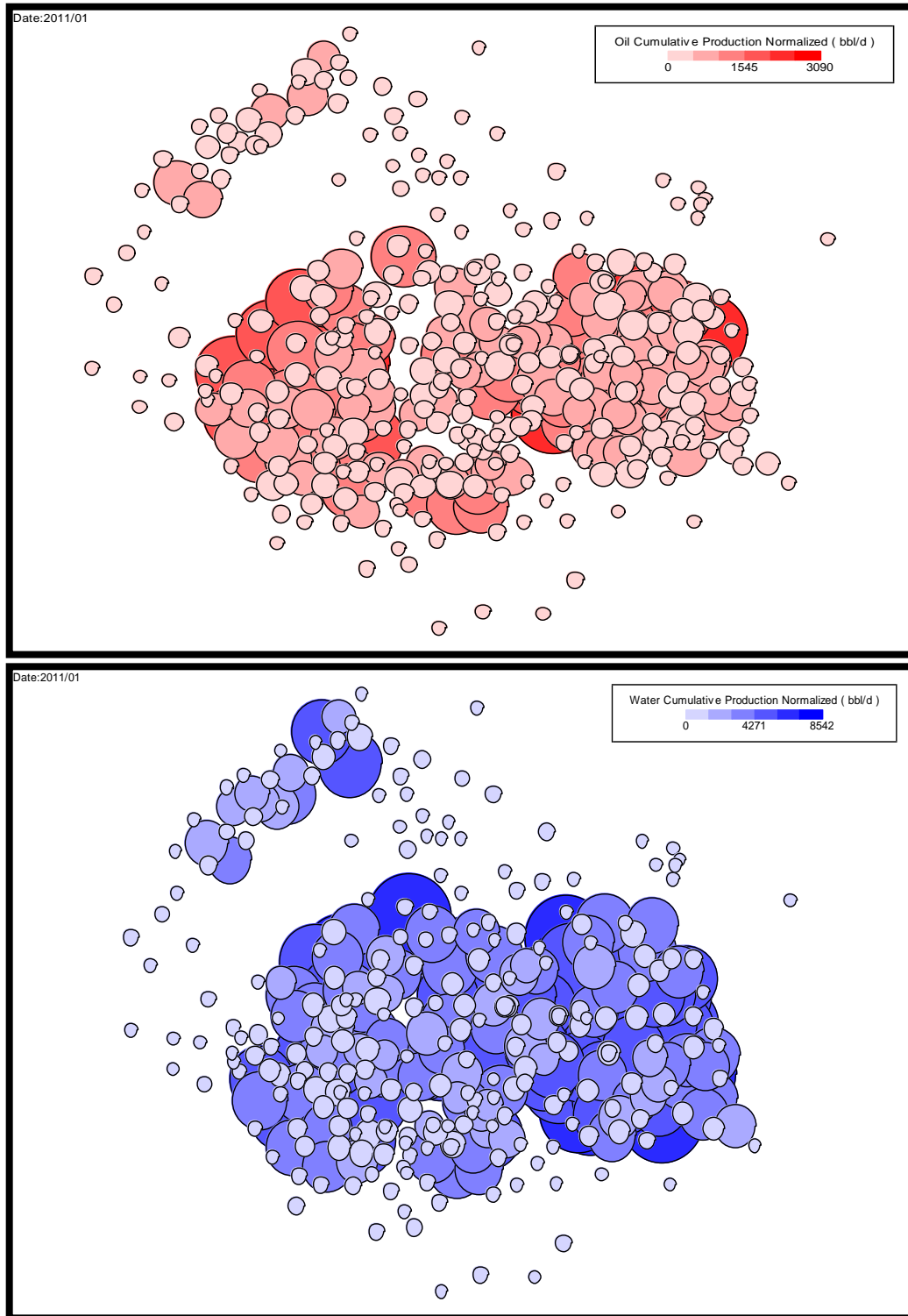


Fuente: Proyecto OFM, ICP.

3.2.1 Producción de agua y crudo del campo. Con el fin de encontrar tendencias de mayor o menor producción de agua controlada por la dirección del flujo hidrodinámico, se realizó un análisis de las producciones normalizadas de agua del campo, para observar si estas presentaban un comportamiento preferencial en relación a la ubicación del pozo, y verificar si esto permite establecer algún tipo de tendencia para la dirección de flujo hidrodinámico.

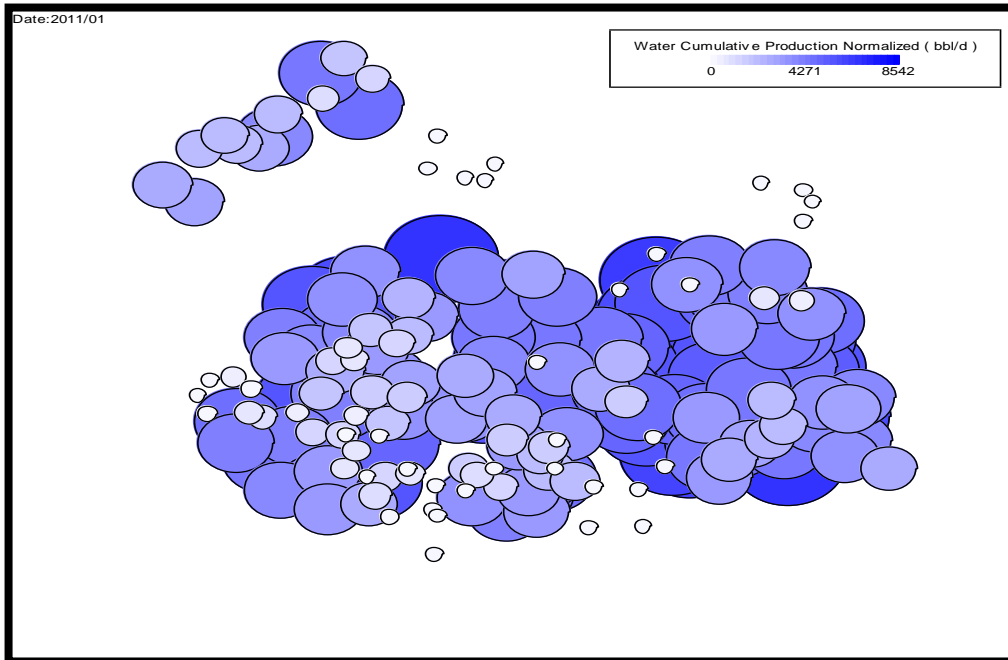
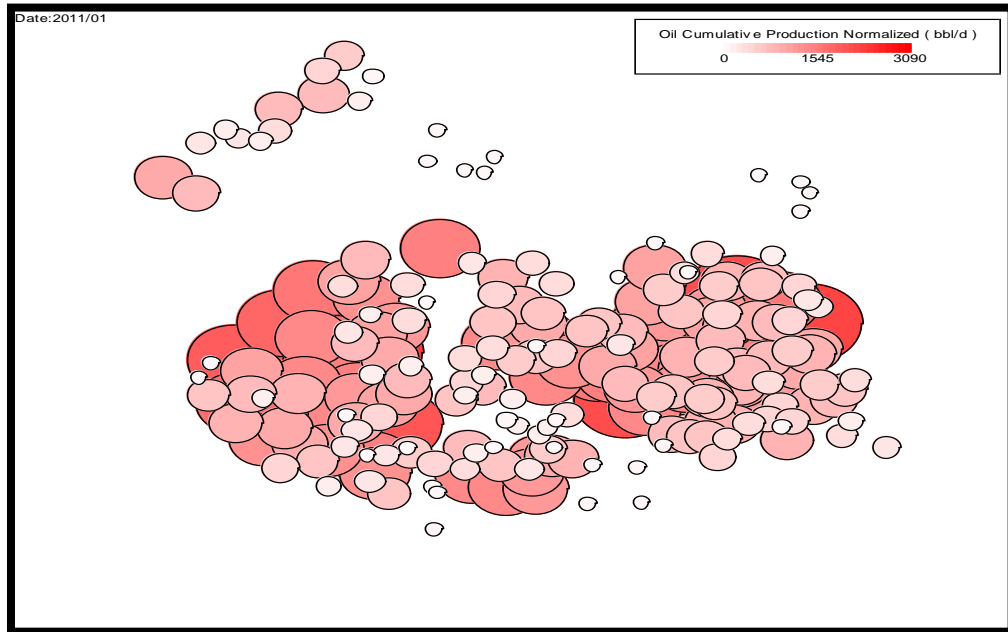
Para este análisis se realizaron mapas de burbujas (ver figura 25-26 y 27) con la ayuda del software OFM, los cuales representan la producción acumulada de agua y crudo normalizada para todo el campo, entre pozos horizontales y verticales.

Figura 25. Mapas de producción acumulada de agua y aceite normalizada del campo



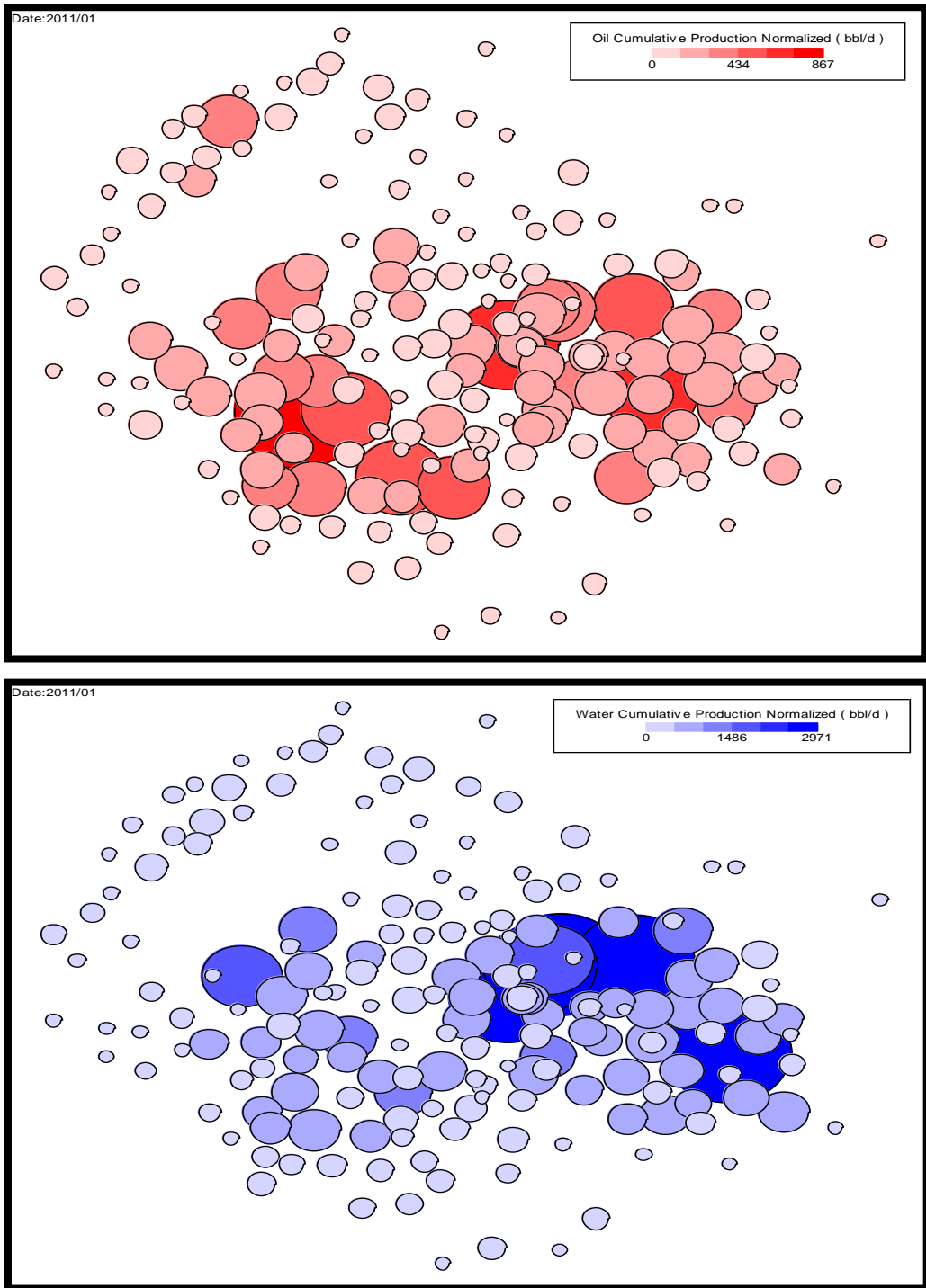
Fuente: Proyecto OFM, ICP.

Figura 26. Mapas de producción acumulada de agua y aceite normalizada de pozos horizontales



Fuente: Proyecto OFM, ICP.

Figura 27. Mapas de producción acumulada de agua y aceite normalizada de pozos verticales.



Fuente: proyecto OFM, ICP.

El análisis de los mapas de burbujas es insuficiente, dado que no muestra una relación entre el comportamiento de las producciones normalizadas de agua del campo con la dirección del flujo hidrodinámico durante sus años de desarrollo. Por esto, es necesario realizar otro tipo de análisis de producción.

Dado que no se observa una tendencia clara en los mapas anteriores se decide realizar un análisis detallado para identificar los factores que están controlando la producción de agua y evidenciar tendencias de los pozos cuando estos tienen condiciones operacionales similares.

A continuación se integran aspectos como la calidad de roca, distancia al contacto agua-petróleo (CWO), distancia a la unidad A, y la navegación para pozos horizontales, para relacionarlos con los cortes de agua de los pozos seleccionados.

3.2.2 Análisis pozo a pozo. Para este análisis se seleccionaron pozos, entre verticales y horizontales, algunos se encuentran activos, inactivos o abandonados. Estos pozos se clasificaron en tres grupos de acuerdo a su corte inicial de agua, grupo 1, grupo 2, grupo 3, con cortes iniciales de agua 2%-30%, 31%-80%, 81%-100% respectivamente. Además, se toman como referencia los siguientes aspectos.

- Corte inicial de agua: alto, medio y bajo.
- Calidad del sello de la unidad A: se toma a partir de los resultados obtenidos de registros Gamma Ray.
- Distancia al tope de la unidad A: esto se tiene en cuenta únicamente para pozos horizontales.
- Trabajos de completamiento: selectivo y total.

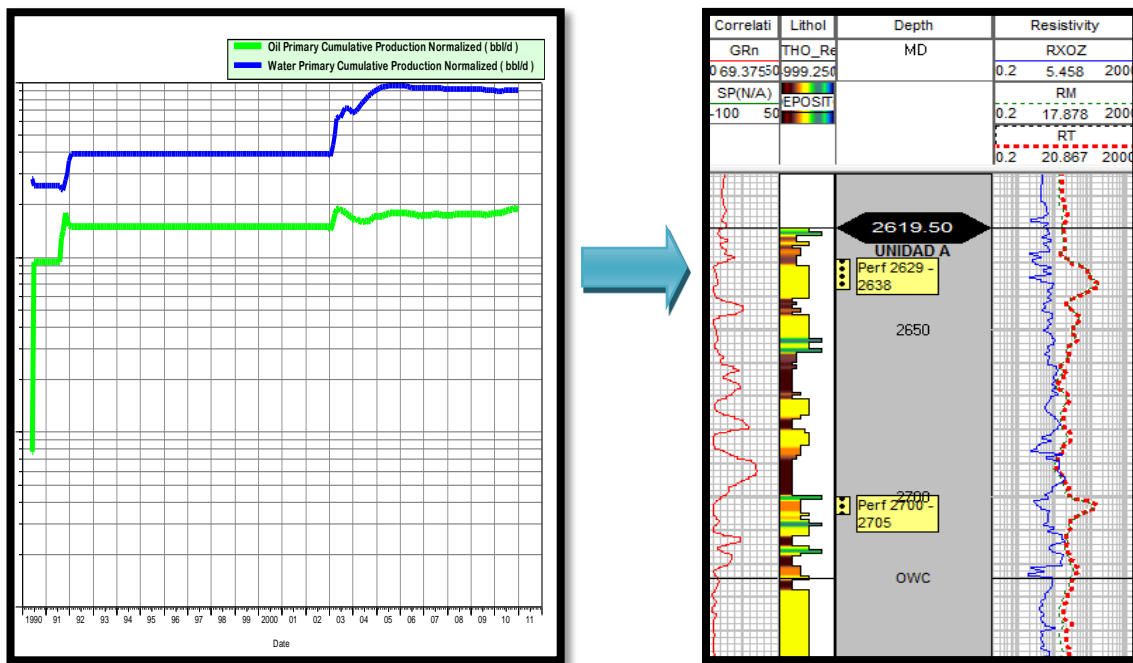
3.2.2.1 Grupo 1: En este grupo se encuentran los pozos que presentaron inicialmente un corte de agua del 80% al 100%. Se analizarán dos pozos verticales y dos horizontales como representantes de este grupo. De manera general, el comportamiento de este grupo se puede generalizar en el análisis que se presenta en los pozos A1, A2, A3 Y A4.

Pozo A1

Estado: activo

Tiempo de producción: 7 años

Figura 28. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad pozo A1.



Fuente: proyecto OFM y geographix, ICP.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Este pozo se encuentra completado en hueco revestido, cementado, cañoneado con TCP gun de 5", intervalo 2700 – 2705 ft (5 ft), y 2629 -2638ft, a 12 TPP, empaquetado con arena 12/20 entre 2609 – 2641 ft, tiene instalado un bridge plug (tapón) a 2660 ft, el cual aísla el primer intervalo cañoneado (2700 – 2705 ft). El contacto agua-petróleo (CWO) se encuentra aproximadamente a 2720 ft.

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Este pozo produjo inicialmente por bombeo mecánico con un corte de agua del 97%. Fue cerrado por un periodo de 1 año, posteriormente, se realizó un cambio de sistema de levantamiento, a bombeo por cavidades progresivas (PCP) y fue reactivado con un corte de agua del 32%. Durante los siguientes 5 meses el corte de agua llegó a 82% y el pozo fue cerrado nuevamente. Se reactivó en el 2003 con un corte de agua de 79%, desde esa fecha ha estado trabajando continuamente, excepto en el año 2008 donde tuvo un periodo de cierre de 1 año aproximadamente por límite de almacenamiento. La frecuencia de la bomba se ha variado durante toda la producción, lo cual ha generado aumento y descenso en la producción de agua y crudo. Actualmente presenta un corte de agua de 87% y un caudal de aceite de 25% con respecto a la producción de aceite más alta del pozo.

CALIDAD DE ROCA Y SELLO

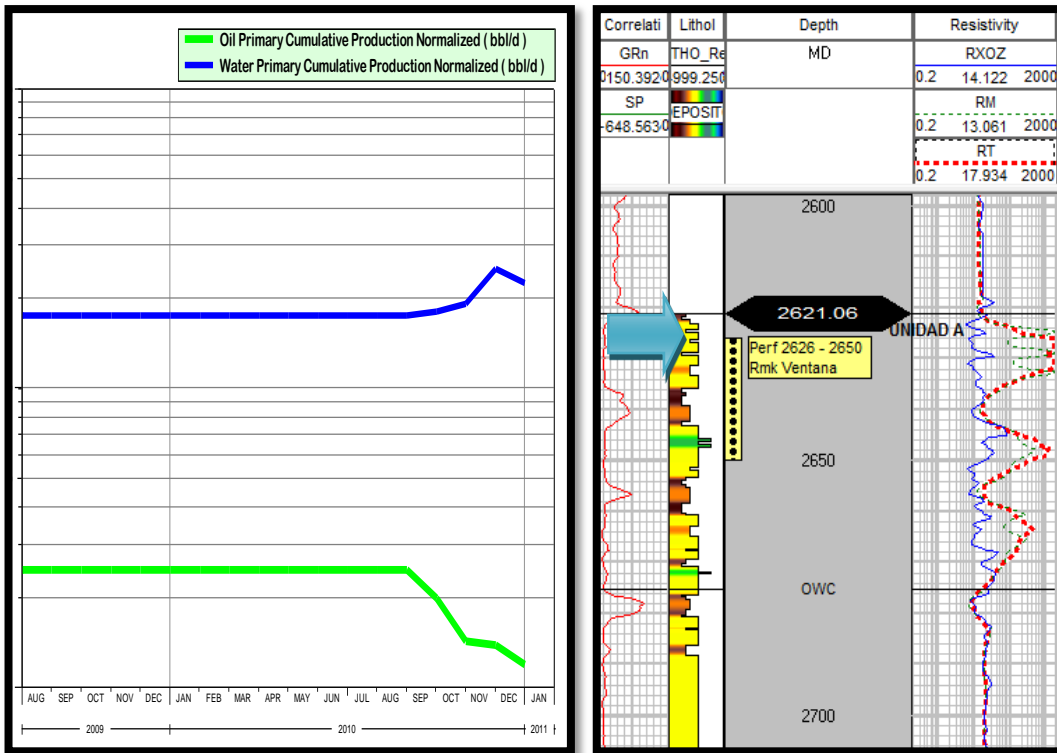
En el registro gamma ray, y de resistividad se observa que el pozo presenta paquetes de arena con pequeñas intercalaciones de arcilla. Bajo el contacto agua-aceite no hay un sello que pueda controlar la entrada de agua al pozo, este puede ser el principal factor responsable de la alta producción de agua.

Pozo A2

Estado: activo

Tiempo de producción: 5 meses

Figura 29. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad pozo A2.



Fuente: proyecto OFM y geographix, ICP.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO

El pozo se encuentra completado en hueco revestido cementado y cañoneado intervalos 2718 -2724' (6 ft) y 2736 - 2740 (4ft), 21 TPP, empaquetado con grava 20/40, entre 2659 y 2783 ft.

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Inició en agosto de 2009 con la más alta producción de aceite reportada en toda su historia y un corte de agua de 87% con bombeo por cavidades progresivas (PCP). Se cerró al mes siguiente y fue reactivado a finales de Octubre de 2010, fecha en la cual se le realizó un tratamiento orgánico. En diciembre del mismo año alcanzó un corte de agua del 95%. Es un pozo con producción discontinua, bajo potencial y alto corte de agua, actualmente la producción de aceite es del 29%, respecto a su máxima producción de aceite y tiene un corte de agua del 95%.

CALIDAD DE ROCA Y SELLO

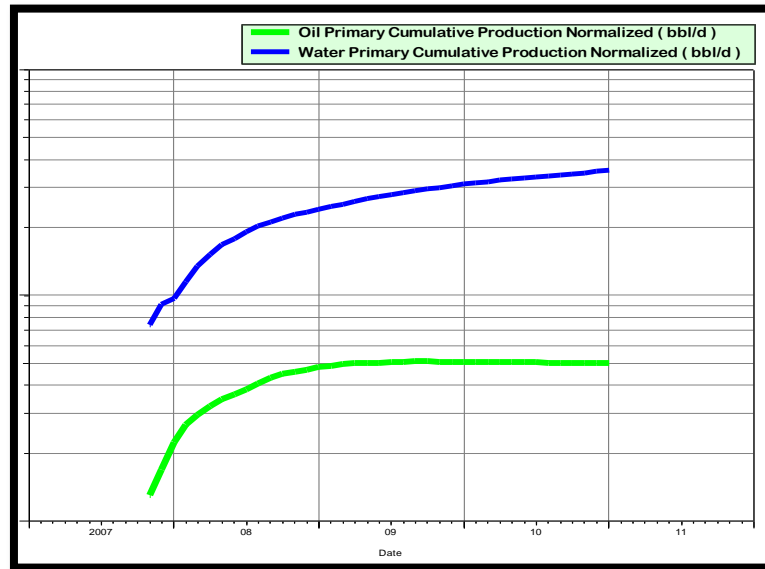
Este pozo presenta una arena generalmente homogénea, tiene buen sello sobre la unidad A con un gamma ray de 85,6 aproximadamente, el contacto agua-petróleo (CWO) se encuentra a 2755 ft y hay un sello a 5 ft bajo este.

Pozo A3

Estado: activo

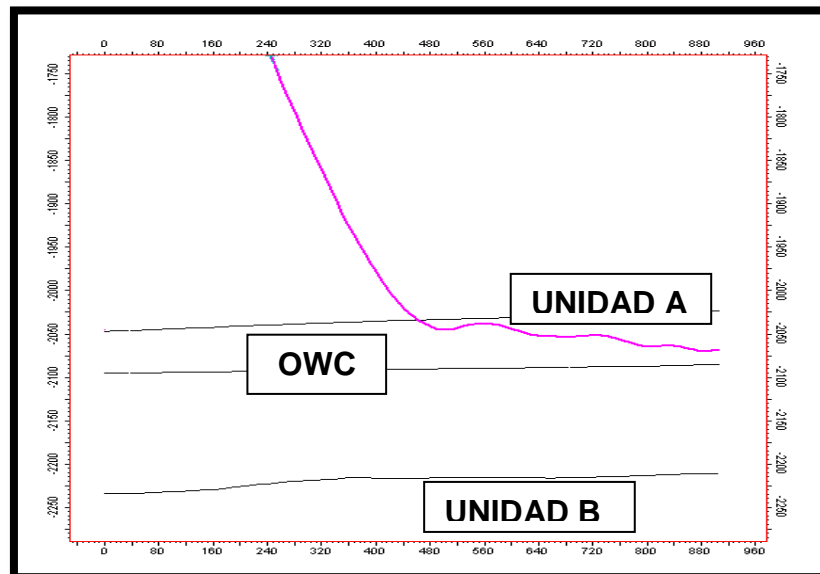
Tiempo de producción: 3 años

Figura 30. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A3.



Fuente: proyecto OFM, ICP.

Figura 31. Navegación del pozo A3



Fuente: proyecto, ICP.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO

El pozo A3, fue completado en Agosto de 2007 con un linerranurado desde 3908 a 4857 ft.

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Inició en Noviembre del mismo año con el sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP) con una producción de aceite del 18% con respecto a su máxima producción de aceite, y un corte de agua del 83%. En Enero de 2008 se realizó un cambio de bombeo por cavidades progresivas (PCP) a bombeo electrosumergible (ESP), lo cual trajo una disminución en el corte de agua (75%) y aumento en los caudales de aceite. Durante los siguientes meses, se aumentó la frecuencia de la bomba lo que trajo consigo un aumento en el corte de agua y en los caudales de producción. Este pozo ha tenido una producción continua durante todo su desarrollo. Actualmente, la producción de aceite está en el 68% con respecto a su máxima producción de aceite, y el corte de agua se encuentra en 93%.

NAVEGACIÓN DEL POZO

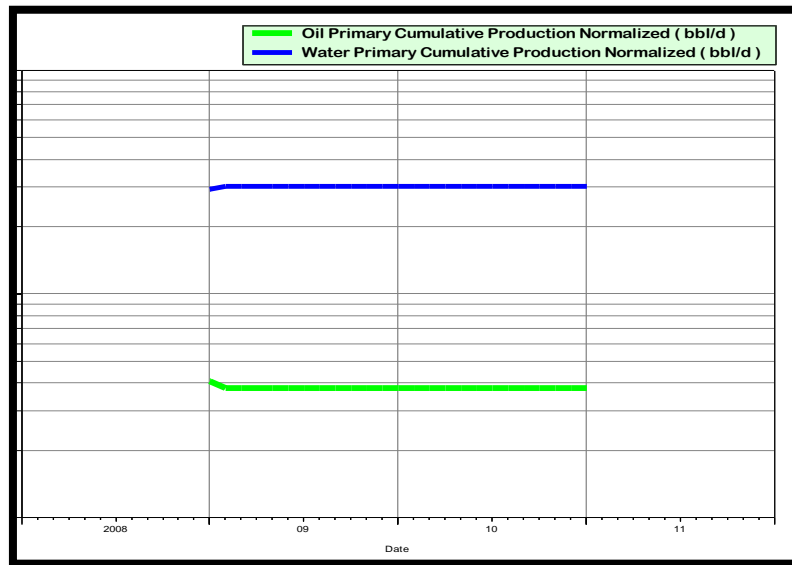
El pozo navegó dentro de la unidad A con una distancia promedio al tope de la misma de 25 ft. y la distancia promedio al contacto agua-petróleo (CWO) es de 30 ft.

Pozo A4

Estado: inactivo

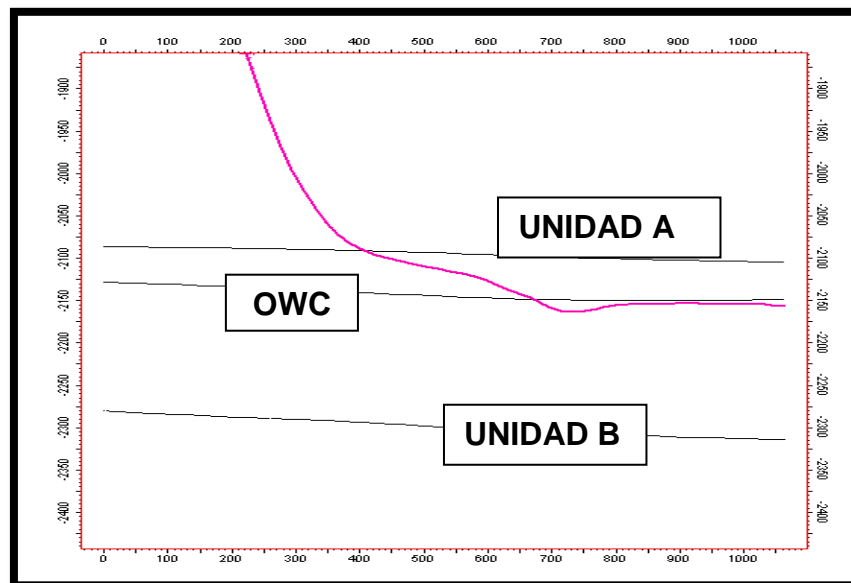
Tiempo de producción: 2 meses

Figura 32. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A4.



Fuente: proyecto OFM, ICP.

Figura 33. Navegación del pozo A4.



Fuente: proyecto, ICP.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Este pozo no tiene información registrada acerca del completamiento, estado mecánico ni eventos realizados durante su producción.

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Se inició en Enero de 2009 con la máxima producción de aceite reportada, y un corte de agua de 87%, se cerró en marzo del mismo con un corte de agua de 94%. En un mes el corte de agua pasó del 88% al 94%.

NAVEGACIÓN DEL POZO

Este pozo navegó a una distancia promedio del tope de la unidad A de 50 ft. y en la misma zona del Contacto agua-petróleo (CWO).

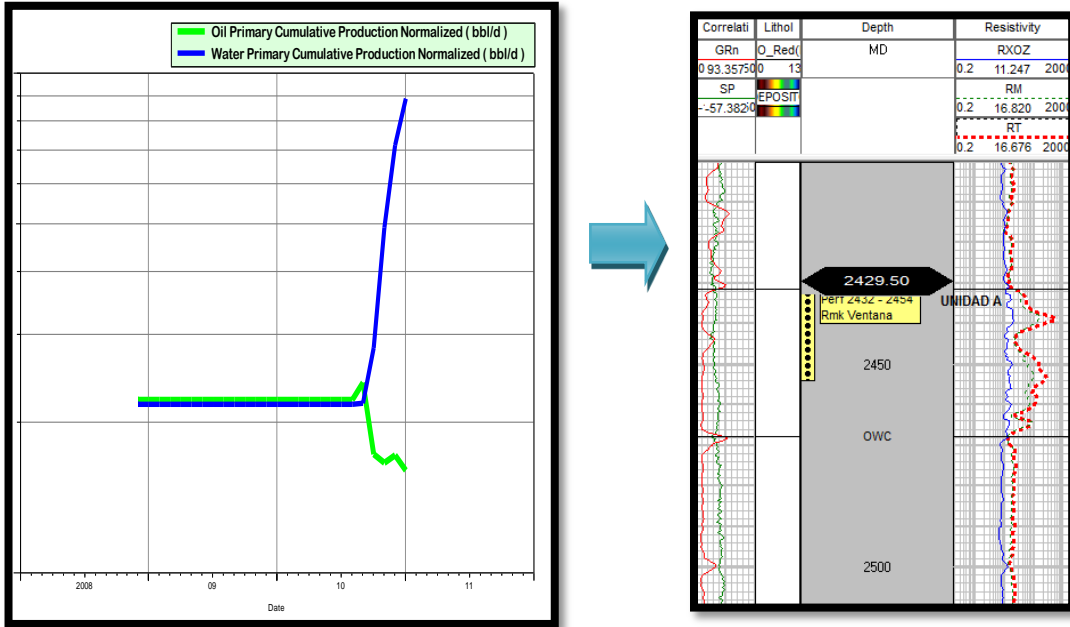
3.2.2.2 Grupo 2: En este grupo se encuentran los pozos que presentaron inicialmente un corte de agua del 31% al 80%. Se analizarán dos pozos verticales y dos horizontales como representantes de este grupo. De manera general, el comportamiento de este grupo se puede generalizar en el análisis que se presenta en los pozos A5, A6, A7 y A8.

POZO A5

Estado: Activo

Tiempo de producción: 6 meses

Figura 34. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad pozo A5.



Fuente: proyecto OFM, ICP.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Presenta completamiento de empaquetamiento con grava, ventana de 13" de 2432' a 2453'.

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Empezó su producción en Septiembre del 2010, con una tasa de aceite de 82% respecto a la producción de aceite más alta registrada y un corte de agua de 49%. Dentro del paquete de arena abierto hay un nivel de arcilla. Inició con un corte de agua de 50% en Diciembre del 2008, luego se cerró hasta Septiembre del 2010,

donde se reactivó con un corte de agua del 45%, el cual aumentó a 92% en aproximadamente 5 meses. En Diciembre 26 del 2008 se presentaron Limitaciones en Almacenamiento, por lo cual el pozo es reactivado en septiembre del 2010 con la máxima producción de aceite registrada, y un corte de agua del 12 %.

CALIDAD DE ROCA Y SELLO

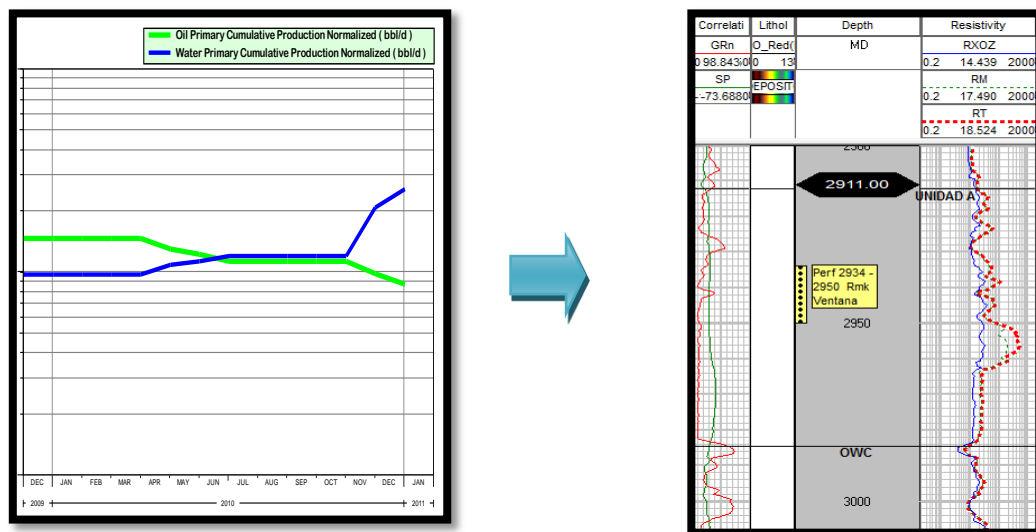
Para el intervalo productor, se observa intercalación de arcilla, en general las arenas nos son muy heterogéneas y son de buena calidad. El intervalo productorse encuentra cerca al contacto agua-petróleo (14ft), bajo este se encuentra un pequeño sello y posteriormente una arena de muy buena calidad.

POZO A6

Estado: Activo

Tiempo de producción: 6 meses

Figura 35. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray y resistividad, pozo A6.



Fuente: proyecto OFM y geographix, ICP.

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Inició su producción en Diciembre del 2009 con una alta tasa de aceite y corte de agua de 40%. Ha tenido varios periodos de cierre, tras las reactivaciones, el corte de agua ha ido aumentando gradualmente hasta alcanzar un 85%. Actualmente su producción de aceite es de 45% respecto a la máxima producción de aceite reportada.

CALIDAD DE ROCA Y SELLO

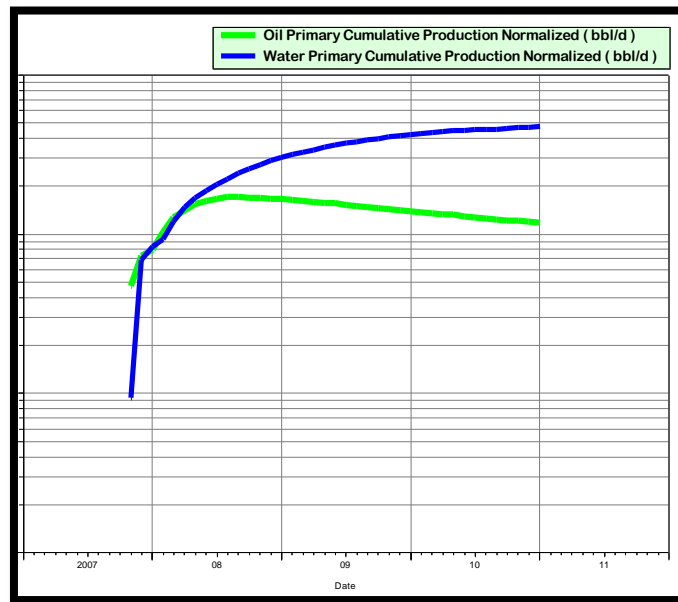
Para el intervalo productor, ventana de 2934 a 2950 ft, se observa intercalaciones arena-arcilla, la arena de abajo es de mejor calidad pero está cerca al contacto agua-petróleo (CWO). Atraviesa una zona de arcilla y tiene arenas de diferentes calidades. La distancia del intervalo productor al contacto agua- aceite es de 36 ft.

Pozo A7

Estado: activo

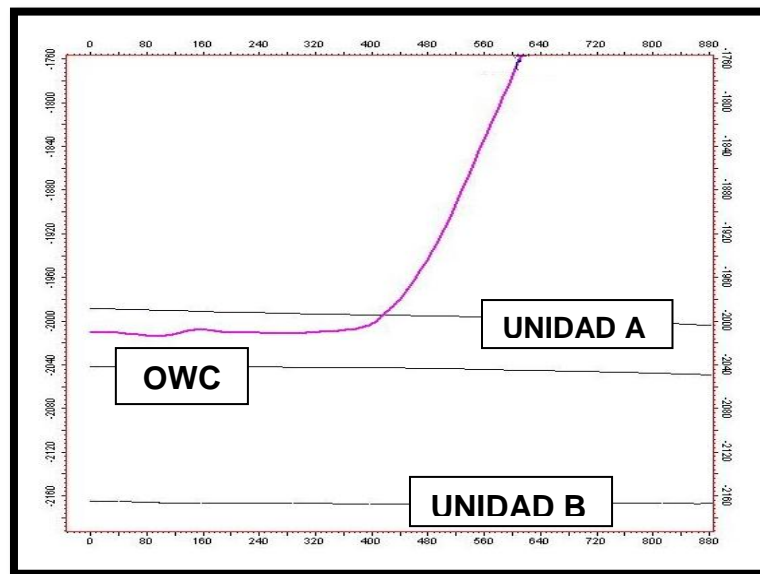
Tiempo de producción: 3 años y 2 meses

Figura 36. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A7.



Fuente: proyecto OFM y geographix, ICP.

Figura 37. Navegación del pozo A7



Fuente: proyecto ICP.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO

El pozo A7 se completó en Noviembre de 2007 con liner ranurado desde 3615 a 4736 ft. Su sistema de levantamiento artificial es bombeo electrosumergible (ESP).

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Su producción inicial fue de 25%, respecto a su máxima producción de aceite y un corte de agua del 17%, sin embargo se considera perteneciente al grupo 2 (corte de agua inicial de 31% a 80%) ya que en dos meses alcanzó un corte de agua del 37%.

El pozo ha mantenido la producción de agua con comportamiento ascendente y una producción de crudo descendiendo continuamente. Actualmente maneja un corte de agua de 92% y una producción de aceite del 10% respecto a su máxima producción de aceite.

NAVEGACIÓN DEL POZO

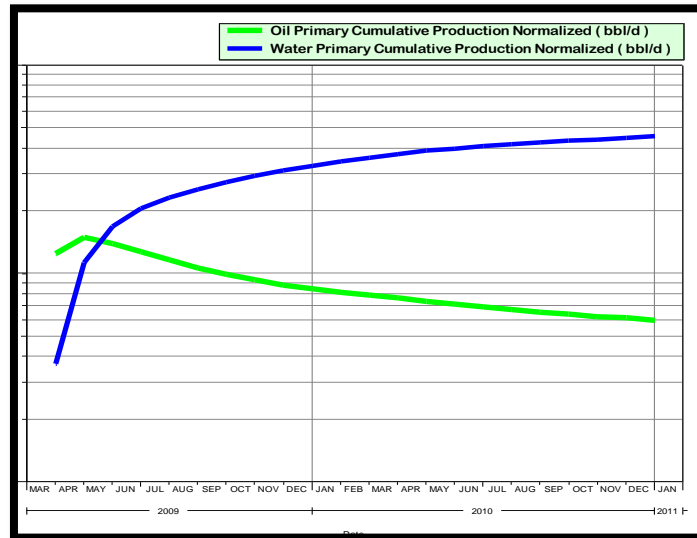
Este pozo navega a una distancia al tope de la unidad A de 20 ft. ya una distancia de 30 ft al contacto agua-petróleo (CWO).

Pozo A8

Estado: activo

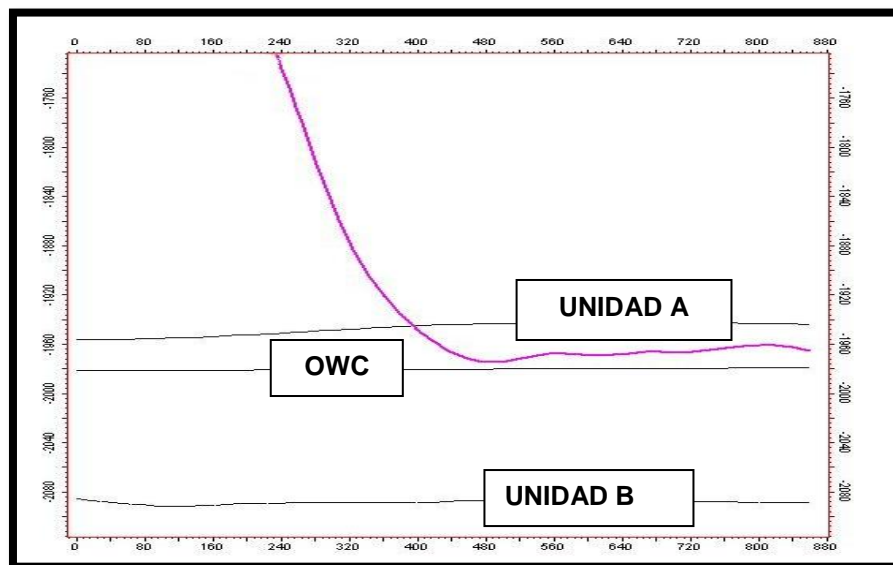
Tiempo de producción: 1 año y 10 meses.

Figura 38. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A8.



Fuente: Proyecto OFM y geographix, ICP

Figura 39. Navegación del pozo A8.



Fuente: Proyecto, ICP

ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Este pozo inicio su operación en Abril de 2009, se completó con liner ranurado entre 3306 y 4710 ft. No registra información de eventos operacionales.

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Su corte de agua inicial fue de 50%, manteniéndose en aumento constante, mientras que la producción de aceite ha declinado. Actualmente, el pozo tiene un corte de agua de 95 %, su producción de aceite está alrededor del 18% con respecto a su máxima producción de aceite registrada.

NAVEGACIÓN DEL POZO

El pozo presenta una distancia al tope de la unidad A de 20 ft. y a 10 ft del contacto agua-petróleo (CWO).

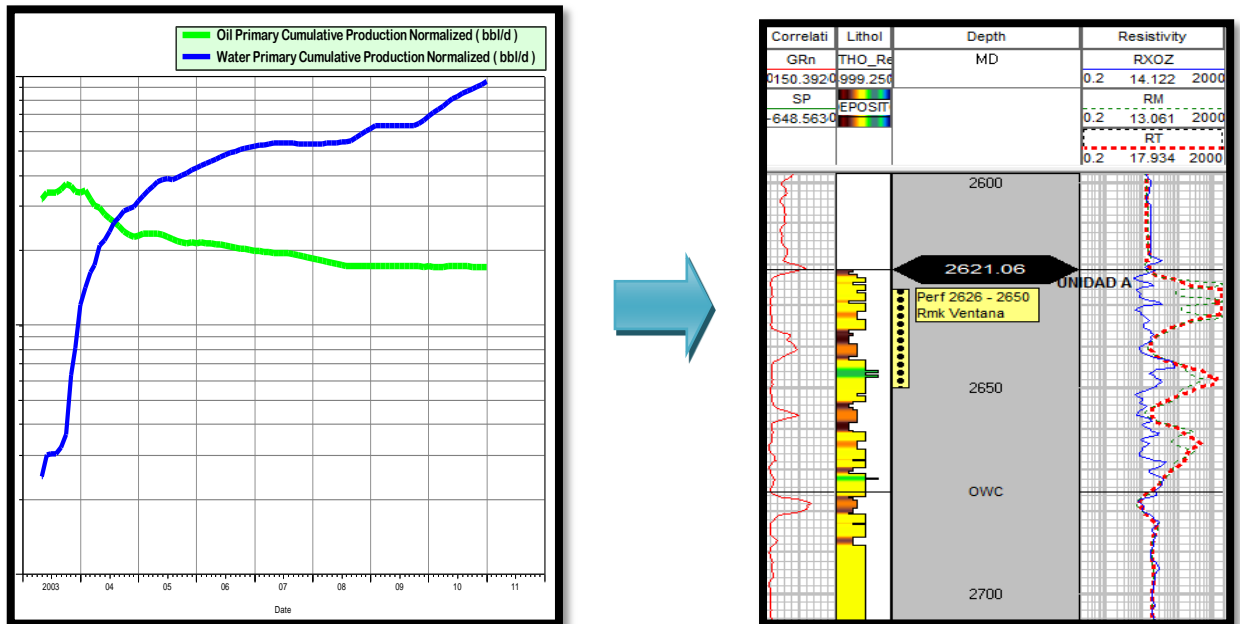
3.2.2.3 Grupo 3: En este grupo se encuentran los pozos que presentaron inicialmente un corte de agua del 2% al 30%. Se analizarán dos pozos verticales y dos horizontales como representantes de este grupo. De manera general, el comportamiento de este grupo se puede generalizar en el análisis que se presenta en los pozos A9, A10, A11 Y A12.

POZO A9

Estado: Activo

Días de producción: 6 años 4 meses

Figura 40. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad, pozo A9.



Fuente: proyecto OFM y geographix, ICP.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO

El pozo fue completado en Abril 27 del 2003, se encuentra empaquetado con grava, con una ventana entre 2652 – 2683 (31 ft).

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

El corte de agua pasó del 7% al 36% a los 6 meses y el corte actual de agua es de 94%. En Mayo del 2003, la producción de aceite fue de 86% respecto a la máxima producción de aceite registrada, con un corte de agua del 7%, y trabajo

de bombeo por cavidades progresivas (PCP). En Julio del 2003, se retira la bomba, para Septiembre del 2003 se disminuye la frecuencia de operación de la bomba a 80 RPM, y el corte de agua alcanza el 11%. En Noviembre del 2003, se realiza un tratamiento orgánico, el cual fue efectivo ya que se alcanzó la máxima producción de aceite, y corte de agua del 34%. En Septiembre 21 del 2004 la producción de aceite fue del 13% respecto a la máxima producción de aceite registrada, el corte de agua se incrementó a 88%, disminuyendo la producción de aceite. En Noviembre del 2004 se realiza tratamiento orgánico, y para Febrero del 2005 la producción de aceite es del 52%, el corte de agua fue del 69%. En Julio del 2005 nuevamente se realiza un tratamiento orgánico, y para Mayo del 2006 la producción de aceite fue de 36% respecto a la máxima producción de aceite registrada, y un corte de agua de 81%, que corresponde a su máximo valor. Finalmente en Febrero del 2011 la producción de aceite se mantuvo, con un corte de agua del 97%.

CALIDAD DE ROCA Y SELLO

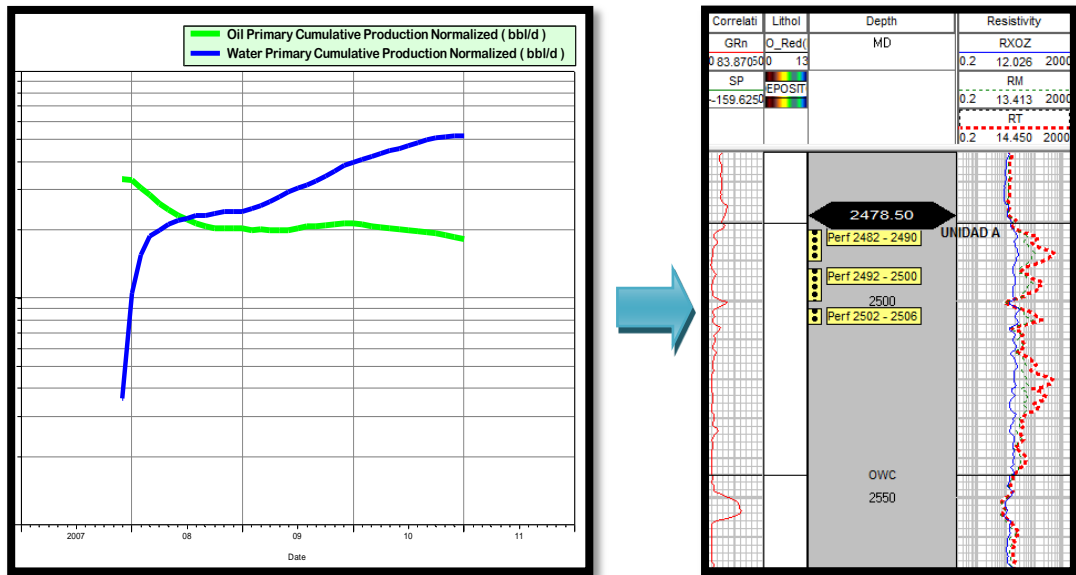
Presenta buena calidad de sello, con paquetes de arenas separados por arcillas. La profundidad del contacto agua-petróleo (CWO) es de 2760 ft, y se presenta un sello bajo este. El intervalo cañoneado es total.

POZO A10

Estado: Activo

Tiempo de producción: 6 años

Figura 41. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, registro gamma ray, y de resistividad pozo A10.



Fuente: proyecto OFM y geographix, ICP.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO

En Junio del 2003 se realizó el completamiento del pozo, el cual se encuentra empaquetado con grava con una ventana entre 2652 – 2683 (31 ft).

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Pasó en un mes del 9% al 33% en su corte de agua. En Agosto del 2003 presentó un corte de agua del 84% y 10% de producción de aceite, posteriormente se cierra por cuatro meses. El pozo tiene una producción de aceite actualmente del 45%, respecto a la máxima producción de aceite reportada, con un corte de agua del 90%.

En Mayo de 2004 se realiza un tratamiento orgánico, y para Junio del 2004 la producción aumenta ,con un corte de agua del 83%, en Enero del 2005, nuevamente se realiza un tratamiento orgánico y para Febrero del mismo año la producción de aceite sigue aumentando, con un corte de agua del 77%. El pozo es cerrado de Diciembre de 2007 a Marzo de 2008. Para Julio 17 del 2008 se abre ventana de 2652 a 2683 ft. En Agosto del 2008 se presenta la producción máxima de aceite, y, con corte de agua en 26%. Finalmente en Octubre del 2010 se presenta la máxima producción de agua.

CALIDAD DE ROCA Y SELLO

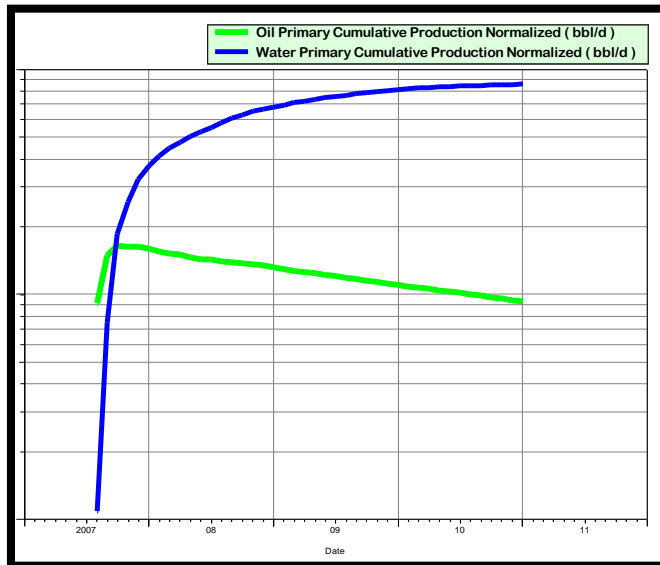
La profundidad del contacto agua-petróleo (CWO) es aproximadamente 2535 ft, la calidad del sello de basales es de 127 gamma ray, se observa buena calidad de arenas y se presenta un sello bajo el contacto agua-petróleo (CWO).

POZO A11

Estado: Activo

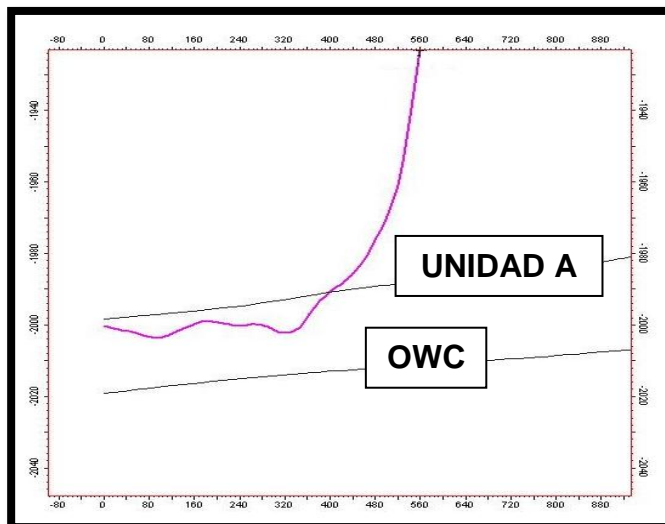
Tiempo de producción: 3 años,5 meses

Figura 42. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A11.



Fuente: proyecto OFM y geografix, ICP.

Figura 43. Navegación del pozo A11



Fuente: proyecto, ICP.

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Inició con corte de agua en 10% y al mes pasó a 36% y la finalmente fue del 94%. La producción de aceite inicial es del 25% respecto a la máxima producción de aceite reportada. Su producción ha sido continua, no registra datos de completamiento ni eventos operacionales.

NAVEGACIÓN DEL POZO

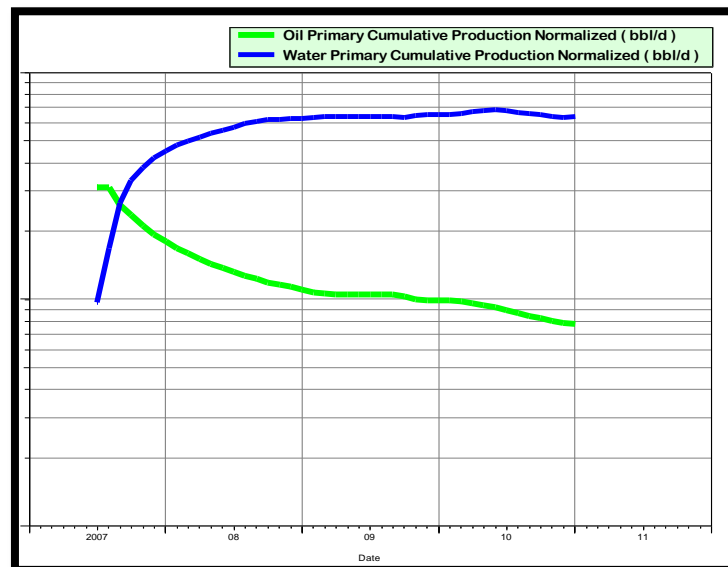
Este pozo tiene una navegación con respecto al tope de la unidad A de 10 ft y a 17 ft del contacto agua-petróleo (CWO).

POZO A12

Estado: Activo

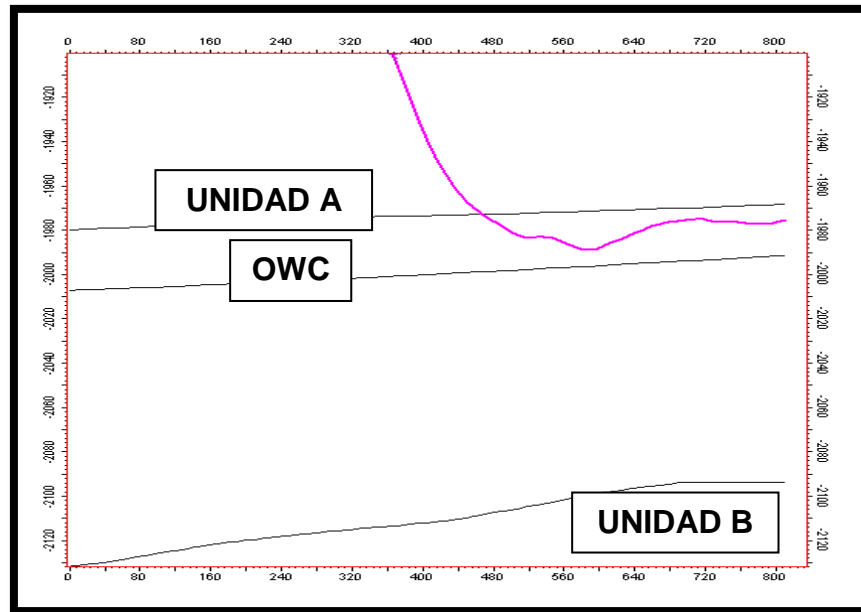
Tiempo de producción: 2 años 6 meses

Figura 44. Curvas de producción normalizadas de aceite y agua, pozo A12.



Fuente: proyecto OFM y geographix, ICP.

Figura 45. Navegación del pozo A12



Fuente: proyecto, ICP.

TASAS Y CORTES DE FLUIDOS

Inició con corte de agua en 24% a los dos meses pasó a 69% y finalmente fue de 94%. Producción actual de aceite de 17%.

NAVEGACION DEL POZO

Este pozo tiene una navegación con respecto al tope de la unidad A de 17 ft. y la distancia al contacto agua-petróleo (CWO) es de 15 ft.

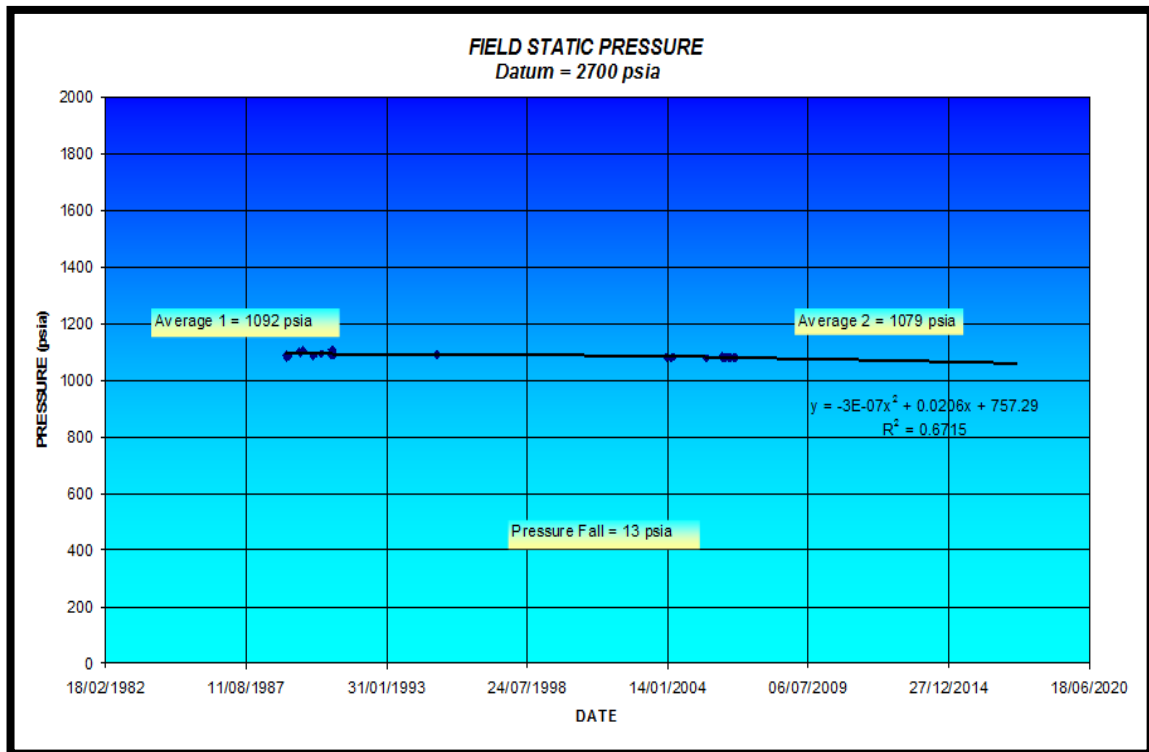
4. PRESIONES

Los datos de presión de la formación son indispensables en el estudio hidrodinámico para caracterizar sistemas de flujo y a partir de la conversión de estos datos a cabeza hidráulica, construir mapas de superficie potenciométrica los cuales se utilizan para definir el sistema de flujo en términos de la dirección (de alto potencial a bajo potencial), identificar compartimentos de la presión, barreras en el yacimiento o el carácter sellante de las fallas.

4.1 HISTORIA DE PRESIÓN DEL CAMPO

La presión en el campo se ha mantenido casi constante a través del tiempo, con una pequeña caída de presión de aproximadamente 13 psia, como se observa en la figura 46. El mantenimiento de la presión observado en los pozos evidencia la presencia de un acuífero fuerte y muy activo, el cual debe recargarse constantemente para compensar los volúmenes de agua y crudo extraídos, y de esta manera mantener la presión.

Figura 46. Curva de declinación de presión para el campo.



Fuente: Análisis de información de presiones, ICP.

4.2 PRUEBAS DE PRESION REALIZADAS

La mayoría de las pruebas de presión realizadas en el campo durante su primera etapa de desarrollo corresponden a pruebas RFT (*Repeated Formation Tester*). También se han realizado pruebas de ascenso de presión (PBU) y caída de presión (PDD). En la segunda etapa de desarrollo del campo se implementaron las pruebas MDT.

4.2.1. Pruebas RFT: es una herramienta de cable a hueco abierto usadas principalmente para medir la distribución vertical de presión en una formación, así como para recuperar muestras de fluidos de formación¹⁵.

¹⁵ LEBOURG, 1957

La técnica de medir la presión de yacimiento punto a punto se usa para determinar los gradientes de presión hidrostática de la columna de lodo en el hueco antes de asentar la herramienta o después de replegada, al igual que los gradientes de presión de formación cuando se ha asentado la herramienta. Usadas en conjunto con otra información, las presiones RFT se pueden interpretar en términos de transmisibilidades horizontales y, en particular, verticales.

A partir de un RFT se pueden obtener estimativos de la permeabilidad de la formación mediante la interpretación de los datos de presión registrados durante el pre-ensayo de la prueba, en los periodos de ascenso y caída de presión. Los objetivos de una prueba RFT son los siguientes:

- Tomar muestras de fluido separadas o segregadas
- Obtener un número ilimitado de pre-ensayos con mediciones de presión hidrostática del lodo, presión de formación y estimaciones de permeabilidad.

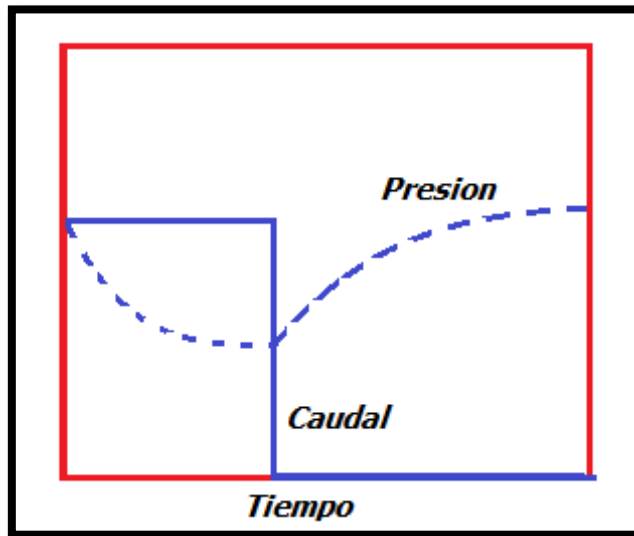
El RFT está limitado a la medición de las presiones de formación y a la recuperación de muestras de formación a hueco abierto únicamente. En un registro RFT encontramos las siguientes medidas de presión:

- Presión hidrostática
- Presión de cierre
- Presiones de pre-ensayo
- Incrementos de presión.

4.2.2. Pruebas PBU: esta prueba es llevada a cabo, colocando a producir un pozo a caudal constante por algún tiempo y cerrándolo después (usualmente en superficie), ocasionando un aumento en la presión dentro del pozo, la cual es registrada (comúnmente en el fondo) como una función del tiempo.

Frecuentemente, a partir de estos datos, es posible estimar la permeabilidad de la formación, la presión actual en el área de drenaje, caracterizar daño o estimulación y determinar límites o heterogeneidades en el yacimiento.

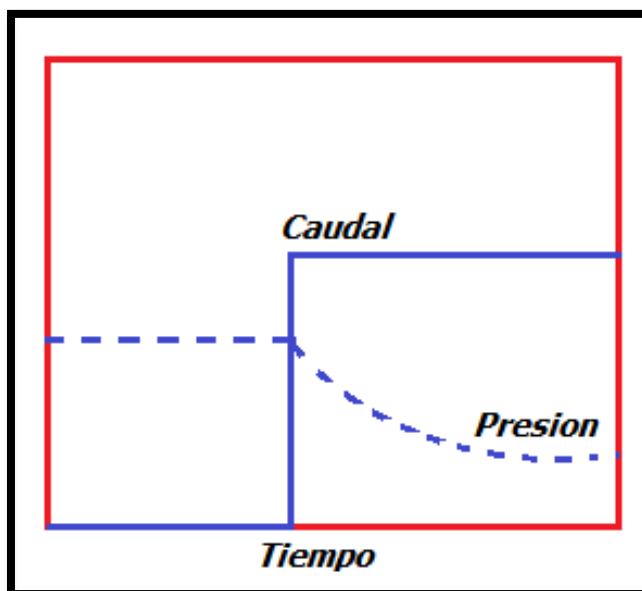
Figura 47. Comportamiento de la presión y caudal en función del tiempo en una PBU.



Fuente: Modern Well Test Analysis, Roland Horner

4.2.3. Pruebas PDD: esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión tomadas en el fondo del pozo realizadas con el pozo en flujo estable y abierto a caudal constante, usualmente el pozo está cerrado antes de la prueba por un periodo de tiempo suficiente para que la presión se estabilice en toda la formación; su duración es variable, (desde unas pocas horas hasta varios días) dependiendo del objetivo de la prueba y las características de la formación. Estas pruebas son aplicables particularmente a (1) pozos nuevos, (2) pozos que han sido cerrados lo suficiente para alcanzar que la presión se estabilice y (3) pozos en los cuales las pérdidas económicas ocasionadas por una prueba de ascenso de presión son difíciles de aceptar. Los pozos exploratorios son candidatos frecuentes para largas pruebas de descenso de presión, con un objetivo común de determinar el volumen mínimo o total que está siendo drenado por el pozo.

Figura 48. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en PDD.



Fuente: Modern Well Test Analysis. RolandHorner

4.2.4 Pruebas MDT (Modular Formation DynamicTester): la herramienta proporciona mediciones rápidas y precisas de la presión, la permeabilidad y la anisotropía de la permeabilidad, la toma de muestras de fluidos y análisis de fluidos en fondo de pozo, y fracturamiento micro-hidráulico. Utilizando la tecnología muy avanzada y bien establecida de pruebas de formación, la herramienta puede proporcionar información de caracterización de yacimientos y mediciones de la presión estática más rápido que otras herramientas de este tipo. En un solo viaje, la herramienta MDT puede recoger un gran número de muestras representativas de fluidos de la formación para la precisa y oportuna información del yacimiento.

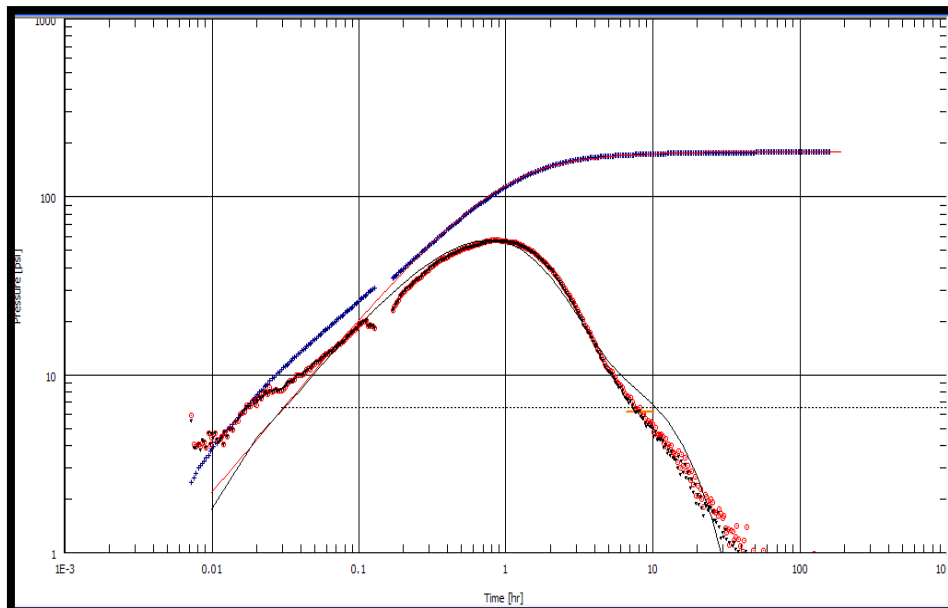
Una medición de la presión del yacimiento requiere presionar firmemente una sonda contra el yacimiento y permitir que una pequeña cantidad de fluido fluya en un volumen cerrado dentro de la herramienta. Debido a que el manómetro se expone a muchos cambios dinámicos de presión y temperatura, se necesita un indicador preciso de alta resolución que pueda seguir fielmente los cambios dinámicos de presión sin importar la historia de temperatura.

Para estimar confiablemente la permeabilidad y anisotropía de la permeabilidad lejos de la zona dañada, la herramienta MDT, utiliza múltiples sondas y el módulo empacador dual. El módulo empacador MDT puede aislar de 3.2 a 11.0 ft del hueco. Con la mayor superficie de la pared del pozo probada por el módulo empacador MDT, las mediciones de presión, pruebas de permeabilidad y muestreo de fluido pueden ser realizados bajo condiciones a menudo prohibidas para sondas convencionales. Esto incluye formaciones muy laminadas, fracturadas y cavernosas, de baja permeabilidad o formaciones no consolidadas.

4.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS PBU

La interpretación de las pruebas PBU, se realizó mediante las técnicas modernas de análisis de pruebas de presión, conocida comúnmente como método de la derivada, en el cual se realizan gráficas de caída de presión versus tiempo y derivada de la caída de presión por el tiempo versus el tiempo en papel logarítmico. Estas gráficas permiten identificar los diferentes regímenes de flujo que se presentan en el pozo, así como determinar el factor skin en el wellbore, y, la presencia de límites que pueden ser de no flujo, tales como fallas sellantes o límites de presión constante, como acuíferos activos o capas de gas.

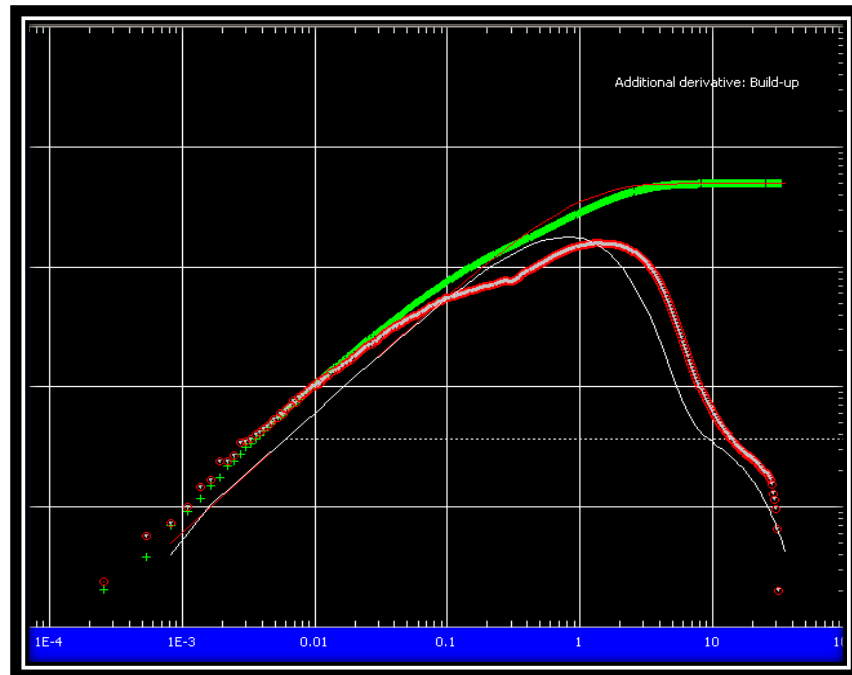
Figura 49. Gráfica de la derivada de presión para el pozo B1.



Fuente: proyecto Pansystem, ICP.

En la figura 49 de la derivada para el pozo B1, se observan dos escenarios de flujo presentes en el pozo como son: un primer flujo correspondiente a la zona del empaque con grava y otro correspondiente a el yacimiento después del empaque, estas dos zonas se presentan por la diferencia de movilidades en las dos áreas producto de las permeabilidades de cada zona.

Figura 50. Gráfica de la derivada de presión para el pozo B2.



Fuente: proyecto Pansystem, ICP.

En la figura 50, se observa la influencia del acuífero sobre el pozo, a través del límite de presión constante. Este límite de presión se observa cuando en la etapa tardía la derivada tiende a 0.

Al inicio de la gráfica de la derivada se observa efecto de almacenamiento y daño en la cara del pozo. Este daño es asociado a migración de finos de la formación (Kaolinita) en la cara del pozo, este tipo de arcilla junto con los asfaltenos del crudo del campo de estudio forman tapones en los canales de flujo a la entrada del pozo. En la zona intermedia después del periodo inicial se evidencia claramente un canal de arena, el comportamiento en esta zona de la prueba después del efecto de llenado es dominado por un flujo lineal justo antes del inicio del canal, ya en toda el área del canal se desarrolla un patrón de flujo radial.¹⁶

¹⁶ Análisis de pruebas de presión del campo de estudio, ICP.

4.4 POTENCIALES DE FLUJO

El potencial de un fluido en un punto dado se puede definir como la cantidad de trabajo que se requiere para transportar una unidad de masa del fluido en cuestión, desde un lugar a otro. El trabajo realizado al transportar una unidad de masa de un fluido desde el sistema inicial hasta el final, se compone de dos partes: el trabajo hecho en contra de la gravedad al levantar la unidad de masa del fluido desde una altura Z_0 hasta una altura Z , y el trabajo hecho en contra de la presión requerida para bombear la unidad de masa desde una presión P_0 hasta una presión P . La ecuación 1, define el potencial como la suma de los dos términos anteriormente mencionados:

$$\varphi = g Z - Z_0 + \frac{(p-p_0)}{\rho} \text{Ec. 1}$$

Dónde:

φ : Potencial del fluido

ρ : Densidad del fluido

g : Aceleración de la gravedad

Tomando el nivel del mar como nivel de referencia, se tiene que $Z_0 = Z_{MR}$ (altura de la mesa rotaria) y P_0 es la presión atmosférica. Así el potencial en cualquier punto es igual al trabajo requerido para transportar una unidad de masa de agua desde el nivel del mar y presión atmosférica hasta la presión y elevación del punto en cuestión. En definitiva, el potencial está representado por la ecuación 2.

$$\varphi = g * Z_{MR} + \frac{P_{manometrica}}{\rho} \text{Ec. 2}$$

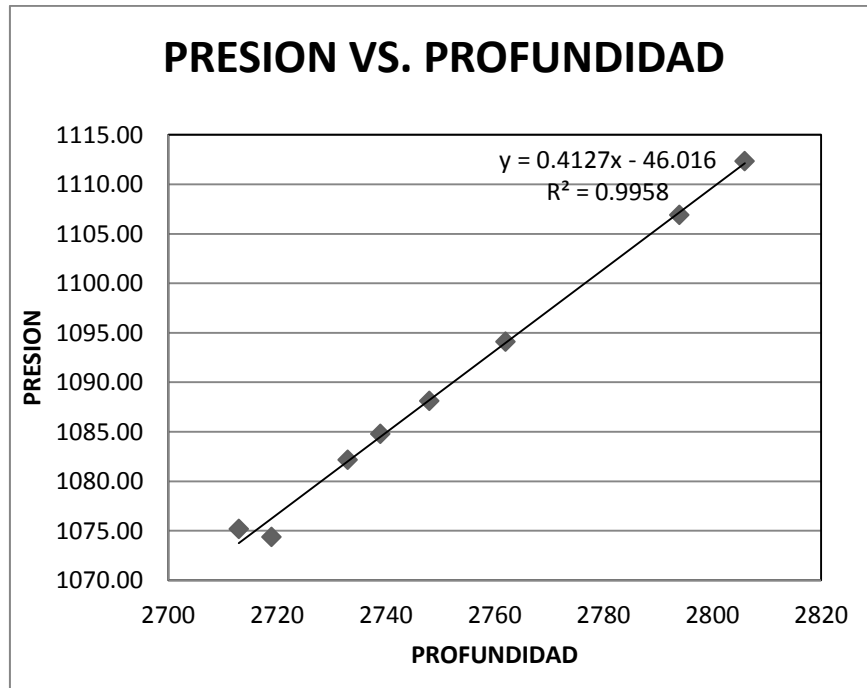
4.5 SUPERFICIES POTENCIOMÉTRICAS

Una superficie potenciométrica es una superficie imaginaria que refleja la distribución del potencial del agua de formación en el yacimiento, en términos de la altura sobre el nivel de referencia al cual se elevaría una columna de agua dentro de un tubo vertical. Esta altura se conoce como “cabeza hidráulica”, la cual es una aproximación de la energía potencial del agua en un punto determinado, y refleja la presión del acuífero así como la densidad del agua. La altura de la columna necesaria para equilibrar una presión particular se hace menor a medida que se aumente la densidad del fluido. En la práctica, la cabeza hidráulica (h_w) se calcula con la siguiente ecuación:

$$h_w = \frac{p}{\rho * g} - (Z - ZMR) \text{Ec. 3}$$

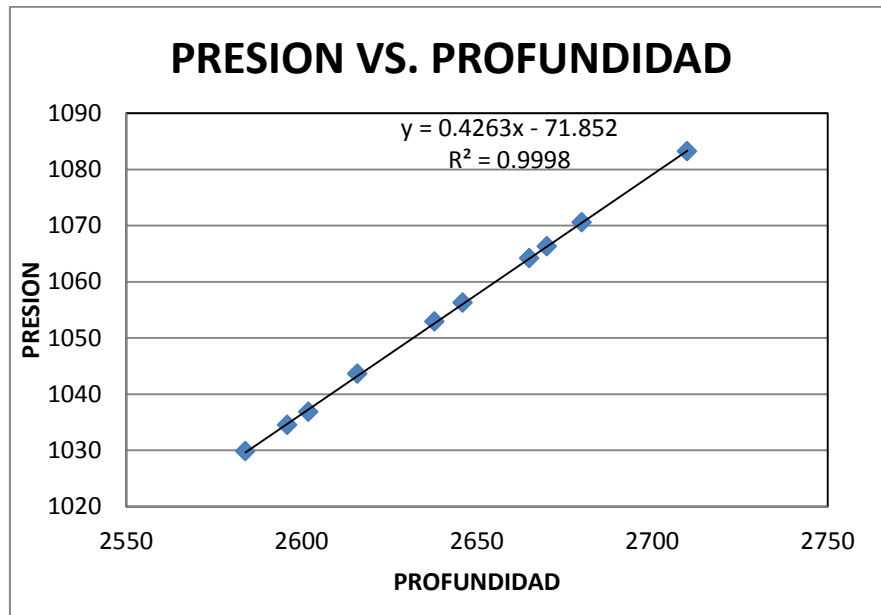
4.5.1 Metodología: a partir de las pruebas MDT se obtuvieron los datos de presión de la formación para 13 pozos distribuidos en todo el campo. Para modelar el comportamiento de la presión de la formación y encontrar el valor de la misma al datum de referencia escogido de 2700 ft, se realizaron gráficas de presión contra profundidad, para el intervalo de la unidad A. Linealizando las gráficas se obtiene una línea recta, cuya ecuación permite determinar la presión a 2700 ft.

Figura 51. Gráfica de presión contra profundidad para el pozo B3.



Fuente: realizado por el autor

Figura 52. Gráfica de presión contra profundidad para el pozo B4.



Fuente: realizado por el autor.

Los datos de altura de la mesa rotaria fueron tomados de la base de datos de los pozos. La densidad del fluido es asumida como 1kg/m^3 , y la aceleración de la gravedad es la constante $9,8\text{ m/s}^2$. Reemplazando todo estos datos en la ecuación 3, se obtienen los valores de cabeza hidráulica para cada pozo, los cuales se representan en un mapa de contornos, para analizar los cambios y tendencias a través del campo.

Los datos se presentan en la tabla 1, donde el KB hace referencia a la mesa rotaria.

Tabla 1. Datos de cabeza hidráulica para el campo de estudio

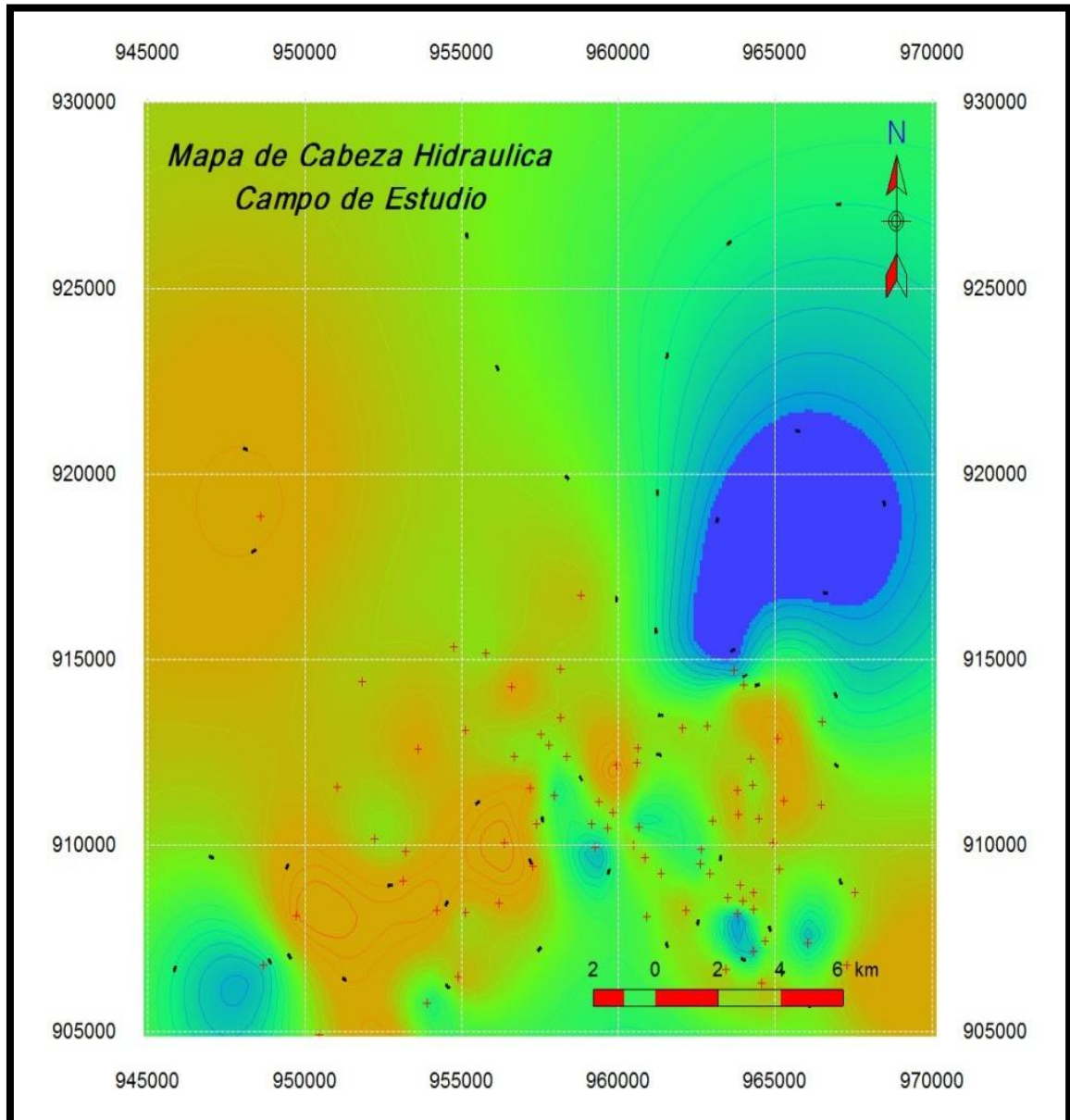
PRESION @ 2700				
POZO	(PSI)	KB(FT)	Z(FT)	Hw(FT)
H-1	1087,436	570,3	2129,7	380,3563547
H-2	1068,274	632,4	2067,6	398,2259817
H-3	1079,158	584	2116	374,9487966
H-4	1079,158	645	2055	435,9487966
H-5	1080,255	621,4	2078,6	414,8809289
H-6	1022,98	605,3	2094,7	266,5768473
H-7	1098,01	544,57	2155,43	379,0336172
H-8	1077,292	618	2082	404,6416327
H-9	1061,705	617,2	2082,8	367,8631949
H-10	1074,185	672	2028	451,4699507
H-11	1088,119	575	2125	386,6328783
H-12	1059,045	652	2048	396,5232935
H-13	1055,47	566	2134	302,2713582

Fuente: realizada por el autor.

La ubicación de las cabezas hidráulicas representadas en la figura 53, indica un flujo hidrodinámico en dirección general noroeste-sureste (NW-SE), los mayores valores de cabeza hidráulica para la unidad A de la formación Carbonera se encuentran ubicados en la parte noroeste del campo, disminuyendo hacia la zona

sureste. Además, los valores más bajos se observan en la zona noreste del campo, lo cual puede indicar una zona de descarga.

Figura 53. Mapa de Cabeza Hidráulica para el campo de estudio.



Fuente: realizado por el autor.

5. ANÁLISIS FISCOQUÍMICO DE AGUA

El análisis de las pruebas fisicoquímicas de agua tiene como objetivo principal identificar el tipo de agua presente en la zona de estudio, además de obtener una idea de la dirección en la que se desplaza, con el fin de establecer la dirección del flujo hidrodinámico.

Para este fin se estudia la composición del agua, ya que esta se encuentra relacionada con procesos como la generación, acumulación y posterior migración de hidrocarburos.

El análisis composicional del agua es una herramienta que permite determinar la procedencia de esta, ya que a medida que fluye por el subsuelo, en su contacto con el medio poroso provoca la precipitación de sales y la disolución de compuestos químicos. Así mismo al encontrarse con el hidrocarburo el agua desplaza sus componentes livianos. Normalmente, la composición de las aguas pertenecientes a un acuífero en el subsuelo, no es uniforme. Esta composición comúnmente varía vertical o arealmente dentro de un mismo acuífero. Los cambios ocurridos pueden ser consecuencia de la intrusión y la descarga de aguas desde o hacia zonas aledañas, o de la variación mineralógica del medio poroso ya que una muestra representa solo una pequeña parte de la masa total, la cual puede tener grandes cambios en su composición. Así, si se desea tener una comprensión global de las características composicionales de toda la masa de agua, se deben recuperar y analizar muchas muestras¹⁷.

¹⁷tesis “Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia”, María Isabel Ramírez Segura y, Pablo Alonso Solano Suarez.

5.1 FUENTES DE INFORMACIÓN

Para el campo de estudio se tienen análisis fisicoquímicos del agua de formación tomadas en fondo y superficie de pruebas MDT para determinados pozos, que se encuentran distribuidos arealmente por todo el campo.

La experiencia indica que el contenido de calcio siempre es mayor que el contenido de magnesio cuando la situación es normal. Además los valores de pH deben estar entre 6,75 y 7,5 para acuíferos someros, y entre 5 y 8,5 para acuíferos profundos¹⁸.

En este análisis se utilizó el método de Diagramas de Stiff, el cual permite realizar el análisis iónico del agua, y posteriormente identificar el tipo de agua presente dentro de la zona de estudio.

5.2 DIAGRAMAS DE STIFF

Consiste en tomar sobre semirrectas paralelas, segmentos proporcionales a la concentración de cada ión (meq/L) y unir los extremos para formar un polígono. En los Diagramas de Stiff o Poligonales se representan la concentración de aniones (hacia la derecha) y cationes (hacia la izquierda). La forma de cada polígono orienta sobre el tipo de agua, y su tamaño da una idea relativa del contenido iónico total del agua.

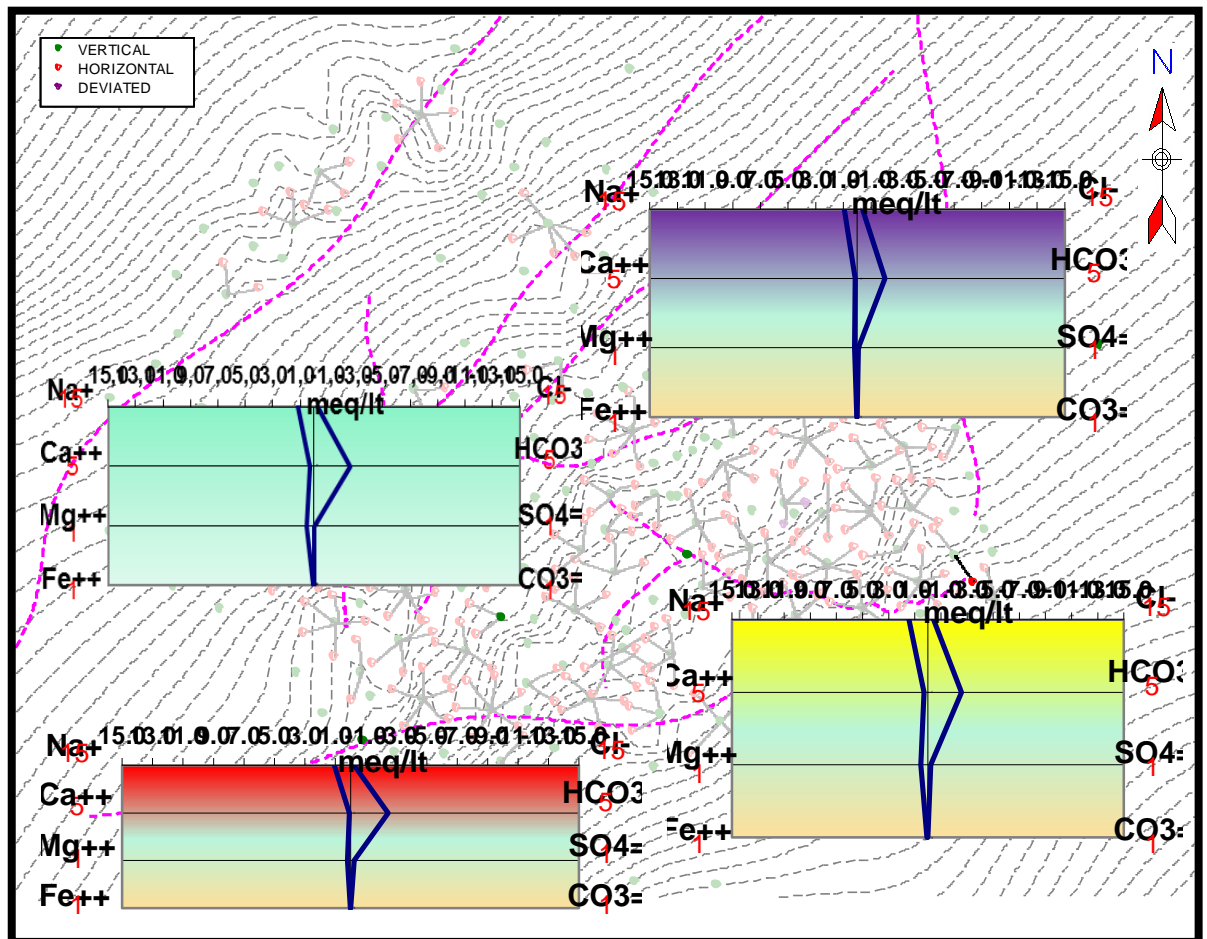
Los resultados son representados en un mapa del campo de estudio como se muestra en la figura, con el fin de visualizar rápidamente la variación del tipo de agua a nivel general en el campo.

¹⁸tesis “Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia”, María Isabel Ramírez Segura y, Pablo Alonso Solano Suarez.

5.2.1 Metodología. Algunos pozos contaban con varias muestras de agua de formación, así que fue necesario integrar estos datos mediante un promedio, teniendo en cuenta la confiabilidad de las pruebas.

Para obtener los diagramas de Stiff, se tomaron datos de las composiciones químicas tanto de pruebas de agua tomadas en fondo y agua de producción, para pozos que contaban con análisis fisicoquímicos de agua, distribuidos en todo el campo.

Figura 54. Diagramas de Stiff para el campo de estudio.



Fuente: Realizado por el autor.

Se analizaron los diagramas de Stiff más representativos, que corresponden a cuatro pozos ubicados en diferentes zonas, los cuales fueron superpuestos en un mapa del campo de estudio (figura 54), para observar la distribución del tipo de agua. Se identificó una similitud entre los diagramas, que permitió establecer de forma general un único tipo de agua presente en la zona de estudio.

5.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS

La importancia de clasificar las aguas radica en el hecho que se puede establecer una base para agrupar aguas relacionadas entre sí. Debido a que este agrupamiento es químico, dependen de los compuestos que se encuentren disueltos en el agua.

Muchos sistemas de clasificación se basan en la cantidad de componentes disueltos en el agua, la cual depende a su vez de las cantidades de sodio, magnesio, carbonatos, bicarbonatos, sulfatos y cloruros, ya que estos iones son los que generalmente se determinan.

Existen diferentes sistemas de clasificación de aguas, entre los cuales se encuentran los sistemas de Palmer, Chibatarev, Sulin y Bojarsky. Los sistemas de Sulin y Bojarsky son los más empleados por ser los más comunes y confiables. La clasificación de Sulin está basada en las diferentes combinaciones de las sales disueltas en las aguas. Sulin observó que existen cuatro ambientes básicos de distribución de agua:¹⁹

¹⁹tesis “Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia”, María Isabel Ramírez Segura y, Pablo Alonso Solano Suarez.

Tabla 2. Clasificación de las aguas según Sulin.

Tipo de agua	Na/Cl	(Na-Cr)/SO₄	(Cl-Na)/Mg
cloruro de calcio	< 1	<0	>1
cloruro de magnesio	<1	<0	<1
bicarbonato de sodio	> 1	>1	<0
sulfato de sodio	>1	<1	<0

Fuente: tesis “Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámico con enfoque exploratorio en Colombia, María Isabel Ramírez Segura y, Pablo Alonso Solano Suarez.

Los resultados de las composiciones utilizados para hacer la correlación y establecer el tipo de agua para cada pozo se presentan en la tabla 3. A partir de estos, se establece, según Sulin, que se presentan condiciones continentales que favorecen la formación de aguas cuyo tipo genético es, bicarbonato de sodio. Así mismo, Bojarsky, (modificación del sistema de Sulin), determina este mismo tipo de agua, las cuales se encuentran en la zona superior de una cuenca de sedimentación, donde existe una intensa actividad hidrodinámica que transporta las aguas a una tasa geológica relativamente alta; esta situación provoca condiciones desfavorables para la preservación de depósitos de hidrocarburos.²⁰

²⁰tesis “Elaboración de una metodología para análisis hidrodinámicos con enfoque exploratorio en Colombia”, María Isabel Ramírez Segura y, Pablo Alonso Solano Suarez.

Tabla 3. Cálculos para la correlación del tipo de agua.

pozo	Na	Cl	SO ₄	Mg	Na/Cl	(Na-Cl)/SO ₄	(Cl-Na)/Mg
RB-118	1,17	0,27	0,02	0,53	4,33333333	45	-1,69811321
RB-144	1,44	0,43	0,21	0,53	3,34883721	4,80952381	-1,90566038
RB -222	0,9	0,21	0,23	0,16	4,28571429	3	-4,3125
RB-310	0,93	0,38	0,09	0,21	2,44736842	6,11111111	-2,61904762
RB-226	0,99	0,33	0,14	0,23	3	4,71428571	-2,86956522
RB- 01	1,23	1,02	0,71	1,56	1,20588235	0,29577465	-0,13461538
RB-04	0,82	0,07	1,18	0,2	11,7142857	0,63559322	-3,75
RB -07	0,96	0,23	0,65	0,4	4,17391304	1,12307692	-1,825
RB-10	0,29	0,22	0,11	0,2	1,31818182	0,63636364	-0,35
RB-11	0,86	0,12	1,08	0,2	7,16666667	0,68518519	-3,7
RB-13	0,93	0,38	0	0,2	2,44736842		-2,75
RB-30	0,84	0,34	0,12	0,16	2,47058824	4,16666667	-3,125
RB-27	1,17	0,25	0,02	0,29	4,68	46	-3,17241379
RB-31	0,74	0,23	0,02	0,22	3,2173913	25,5	-2,31818182
RB-52	0,77	0,18	0,02	0,21	4,27777778	29,5	-2,80952381
RB-104	0,84	0,25	0,12	0,18	3,36	4,91666667	-3,27777778
RB-127	0,87	0,2	0,02	0,19	4,35	33,5	-3,52631579
RB-147	1	0,23	0,02	0,23	4,34782609	38,5	-3,34782609

Fuente: realizada por el autor.

5.4 MAPA DE ISOSALINIDAD

Estos mapas permiten observar la variación areal de la salinidad de las aguas de formación y ayudan a identificar zonas de barrera al flujo, las unidades hidrogeológicas que puedan existir y el grado de influencia de las aguas meteóricas.

La distribución de salinidades, en las aguas depende de varios factores, tales como el gradiente hidráulico, la profundidad, la distancia a las variaciones de relieve, la movilidad de los elementos químicos disueltos, el material soluble en las rocas asociadas y las reacciones de intercambio.

Para la elaboración del mapa de isosalinidad (figura 55), se tomaron datos de salinidad de cloruros de sodio en partes por millón (ppm de NaCl), de pozos que contaban con análisis fisicoquímicos de agua de formación y producción. Los datos se presentan en la tabla 4.

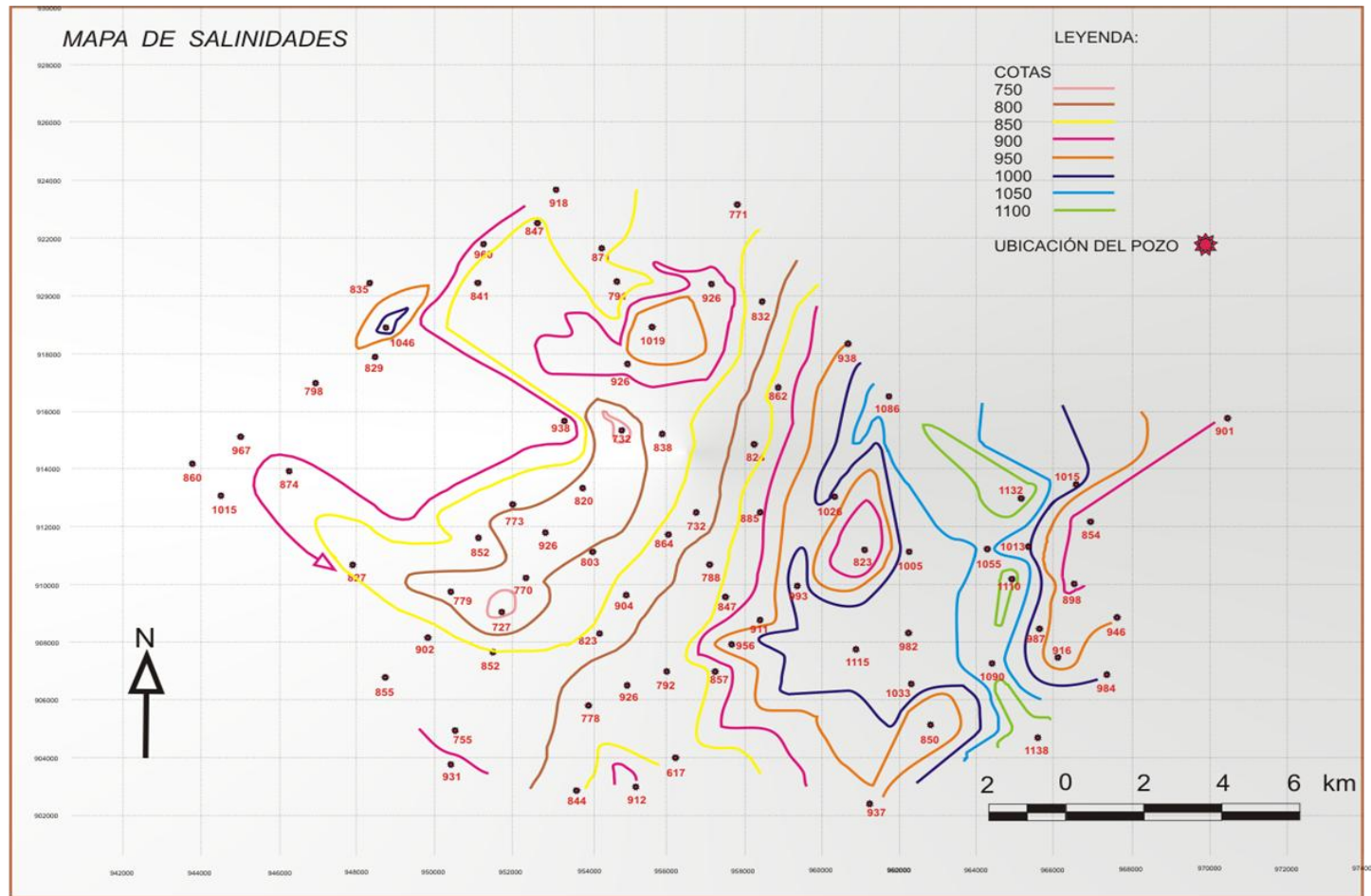
Tabla 4. Datos de salinidad para el campo de estudio.

POZO	SALINIDAD
H-2	1011,25
H-4	882,1666667
H-5	752,758
H-12	693,5
H-13	1138,32
H-14	727
H-15	1000
H-16	1000
H-17	1000
H-18	628
H-19	586
H-20	600,92
H-21	584
H-22	532
H-23	617
H-24	734,8715
H-25	707,37
H-26	604,941
H-27	615,515
H-28	660,014
H-29	619,507

Fuente: realizada por el autor.

Los valores de salinidad en el campo varían entre 750 a 1100 Cloruros de Sodio en partes por millón (ppm de NaCl), como se muestra en el mapa (figura 55). La distribución de estos valores no permite establecer una dirección de flujo generalizada para el campo, ya que se presentan pequeños aumentos y disminuciones de salinidad en diferentes direcciones.

Figura 55. Mapa de Isosalinidad para el campo de estudio



Fuente: Tesis evaluación e identificación de los factores geológicos que controlan el hidrodinamismo en un campo, en la cuenca de llanos, Colombia.

5.5 CÁLCULO DE RESISTIVIDAD DEL AGUA

La distribución de la resistividad del agua en el campo es de gran importancia para la identificación de la dirección del flujo hidrodinámico, así como las zonas que han sido más afectadas por la invasión de aguas meteóricas.

La metodología llevada a cabo en este análisis se basa en la interpretación de registros resistivos, neutrón-density, de temperatura, y gamma ray. Se utilizó el método de Archie, que se basa en medición de resistividad total, la porosidad efectiva de la roca y los parámetros m (factor de cementación) y a (factor de tortuosidad) los cuales se asumieron como 1,7 y 0,62 de acuerdo al tipo de yacimiento.

Los datos de registros se evaluaron con respecto a los siguientes parámetros:

- Espesor de la arena: se evaluaron los intervalos con un espesor mayor o igual a 25 ft.
- Arena limpia: porcentaje de V_{clay} (volumen de arcilla) menor a 10%.
- Zona de agua: saturación de agua del 100%

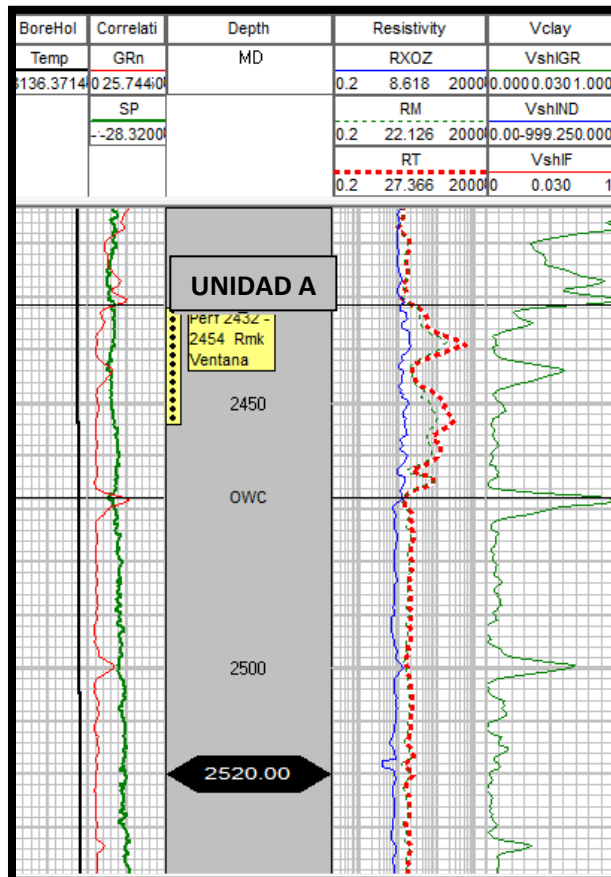
Ecuación de Archie:

$$Rwa = \frac{Rt * \phi^m}{a} \text{Ec.4}$$

La Rwa , resistividad aparente del agua, se convierte en Rw , resistividad del agua para zonas 100% saturadas de agua (acuíferos) por lo tanto, el valor calculado se asume como resistividad del agua en el caso de estudio, ya que los datos fueron tomados en la zona de acuífero, como se observa en la figura 56.

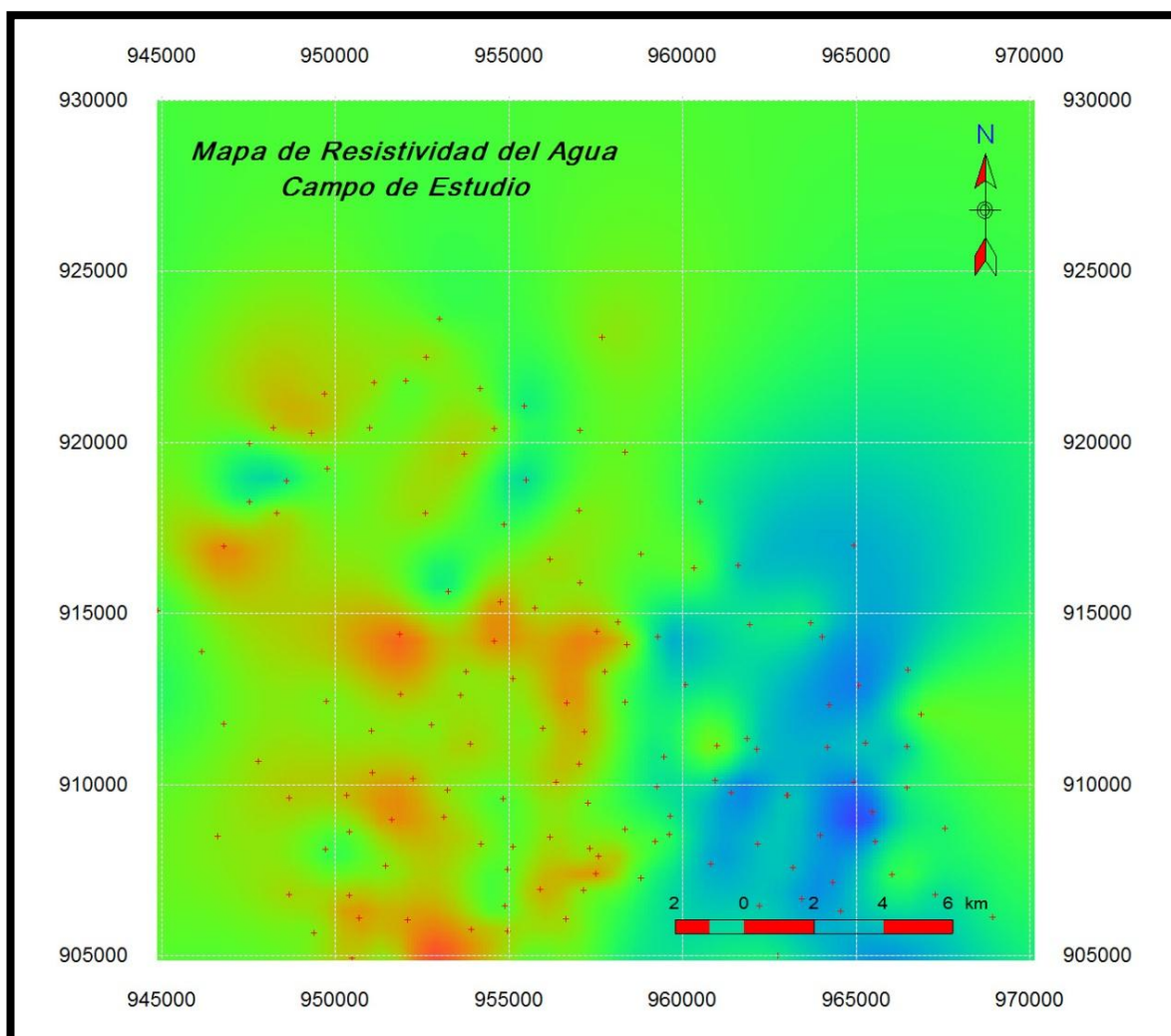
Se analizaron todos los pozos con disponibilidad de registros para el análisis, y posteriormente se construyó un mapa de resistividades para el campo. Los datos se presentan en la tabla 5, anexo 1.

Figura 56. Set de registros para el cálculo de R_w .



Fuente: proyecto Geographix, ICP

Figura 57. Mapa de resistividades para el campo



Fuente: realizado por el autor.

Los valores de resistividad representados en la figura 57, no permiten establecer una dirección de flujo, debido a que las variaciones entre los datos no son significativas, además el método utilizado para el cálculo de la resistividad presenta alta sensibilidad, la cual se ve afectada por la lectura de los registros y los cambios en cifras decimales para cada valor.

6. ANÁLISIS HIDRODINÁMICO REGIONAL

Con el objetivo de contribuir a la identificación de un flujo hidrodinámico que está actuando sobre el campo de estudio, es necesario involucrar diferentes estudios hidrodinámicos realizados en la Cuenca Llanos Orientales, los cuales muestran evidencias de que la fuerte acción hidrodinámica, no solo está presente en el campo de estudio, sino que afecta a otros campos vecinos pertenecientes a la misma cuenca sedimentaria. Debido a esto, es necesario integrar al estudio datos regionales que permitan identificar un comportamiento a mayor escala, el cual no se ve claramente en el campo de estudio, dado que su tamaño no es representativo, en comparación con el tamaño de la cuenca.

6.1 ANTECEDENTES

Numerosos estudios referentes al régimen hidrodinámico en la cuenca de los llanos se han realizado hasta la fecha. Los mencionados a continuación fueron tomados del informe final “Apoyo a la Evaluación de Oportunidades Exploratorias Bloque Caño Sur”, del autor Antonio Rangel Ordoñez, Ecopetrol-ICP 2006.

El primer estudio hidrodinámico regional que se tiene para la Cuenca Llanos Orientales fue realizado en 1984 por ELF - Aquitane. Se revisó la información de aproximadamente 88 pozos para los cuales se calcularon las superficies pseudopotenciométricas asumiendo los valores de presión acompañados de manifestaciones de agua y la presión representativa del acuífero, las salinidades se obtuvieron de los análisis de laboratorio, más no de registros eléctricos y los resultados sugieren un “régimen subhidrostático” en la cuenca con un gradiente de presión variable que se incrementa en profundidad desde el Este al Oeste. Para los acuíferos identificados suponen una recarga al Sur desde las partes altas

(Serranía de La Macarena), incremento en salinidad al Norte, decreciendo de Oeste a Este.

Luego el trabajo realizado por Occidental en 1988 en el área de Caño Limón, definió sistemas hidrodinámicos regionales e independientes constituidos por las unidades Cretácico, Eoceno, Mirador inferior, Oligoceno Mirador superior y Oligoceno Carbonera basal. Se identificaron flujos de agua en esta región, mostrando dos regímenes hidrodinámicos en los acuíferos K2A y Mirador K1 inferior uno al Norte de la falla de Caño Limón y otro al Sur de esta.

Más tarde en 1989, PETROCANADÁ y ECOPETROL, analizó 300 pozos, en cuanto a la distribución de presiones para los reservorios del Terciario y del Cretácico en la Cuenca Llanos observando que las presiones de reservorio son “subhidrostáticas” en contraste con la altura de las cabezas hidráulicas. Por otra parte se determina que las fallas que forman el frente de la cordillera actúan como “barrera efectiva” separando los acuíferos de la Cuenca Llanos de los afloramientos del Oeste y que la recarga de agua proviene del Sureste en contraste con las fallas frontales que unen la Serranía de la Macarena con los afloramientos y no parece haber restricciones al flujo. Según el estudio, el flujo hidrodinámico tiene dos consecuencias, la cementación de areniscas en Apiay y Castilla causando impactos negativos en el reservorio, y efectos en las gravedades de los crudos cambiando desde bajas en el Sur < 20° API hasta el Centro y Oeste de 30° a 40° API. Por otra parte el hecho de que el régimen de presión de los reservorios sea subhidrostático sugiere un aislamiento de los reservorios del Oeste con las zonas de recarga ubicadas en la Cordillera Oriental. Este aislamiento evitó el transporte de volúmenes de aguas meteóricas para contener la compresión de los fluidos en el reservorio causados por la alta subsidencia. El estudio encontró que la salinidad de aguas es congruente con el régimen hidrodinámico, incrementando su salinidad hacia las áreas de más baja presión en el Oeste del Casanare y Arauca llegando a ser connatas puras.

En 1992 ECOPEPETROL – ICP, presenta un análisis hidrodinámico del Área Melúa - Manacacías con 40 pozos, que tenía como objetivo general establecer las posibilidades de acumulaciones hidrodinámicas a nivel T1 (Eoceno tardío) de la Formación Carbonera, así como establecer un procedimiento para implementarlo en el resto de la cuenca. Se basó de los contornos estructurales calculados para las arenas del T1 muy suaves y sin presentar trampa de ninguna clase. Los contornos equipotenciales de agua presentan pendientes bastante bruscas desde el pozo el Viento-1, en donde aparentemente existe una recarga de agua; esta pendiente se suaviza y pierde su energía en la parte Norte del área. Estos contornos equipotenciales de agua son abiertos insinuando el flujo de agua en sentido Sur - Norte, por las presiones hidrodinámicas que se observan en sentido Sureste - Noreste y Suroeste - Noreste.

En 1993 la tesis de grado de Meza G. D., Cáceres y Parra P., determina que las unidades K2 y K1 se comportan como si fuese una misma unidad hidrodinámica y que la tendencia regional del flujo de agua en la unidad K2 es en el sentido Suroeste - Noreste, mientras que en el sector Apiay se observa un flujo más local en dirección Noroeste - Sureste. Esta tendencia regional afecta fuertemente el flujo del aceite provocando un movimiento general de los fluidos en dirección del movimiento del agua; a su vez los altos potenciales de agua podrían corresponder con la disminución o declinación de la producción de los campos productores o con zonas de recarga. Determinaron que la posible zona de recarga regional corresponde a la Serranía de la Macarena, aunque para el campo Apiay podría existir una zona de recarga local.

ECOPEPETROL - ICP en 1995 determina a nivel regional para la Cuenca Llanos una caracterización hidrogeológica e identificación de flujo de aguas de formación en la sucesión post-paleozoica a partir del análisis de 318 pozos. Este estudio identifica unidades arcillosas débiles (acuitardos) en la región Este y Sur de la Cuenca Llanos y fuertes acuitardos en la región Centro y Oeste de la Cuenca Llanos,

además se encontraron presiones muy similares a la hidrostática, incrementando las subpresiones con la profundidad en el área Centro-Oeste. El flujo identificado para las aguas de formación es conducido principalmente por la topografía desde las partes más altas en el Suroeste a las partes bajas en el Noreste. En la región Centro-Oeste el flujo es hacia abajo siguiendo las fallas de cabalgamiento y es conducido probablemente por el espacio poral inducido por descarga erosional causante de las subpresiones. Por último, es identificada una migración de hidrocarburos por efecto de tensión superficial y flujo topográfico de las aguas de formación en estratos Cretáceo-Oligoceno para la región Centro-Oeste.

En 1996 el ICP en conjunto con Chevron Petroleum Company, elaboran el “ESTUDIO HIDRODINAMICO DE LAS FORMACIONES UNE Y SAN FERNANDO EN LA SUBCUENCA APIAY - ARIARI DE LA CUENCA LLANOS, COLOMBIA”, cuyo objetivo fue evaluar el riesgo de lavado por empuje hidráulico y la posibilidad de entrapamiento desde el punto de vista hidrodinámico en los bloques Río Guape y Río Blanco. El estudio determina que la unidades Une y San Fernando se comportan como una sola unidad hidrodinámica; el movimiento del agua es hacia la región central. La zona de recarga está probablemente localizada en la Serranía de la Macarena. Esta interpretación está soportada por las cabezas hidráulicas, salinidad y mapas de gradientes geotérmicos.

Gonzáles y Arenas (2003) y Gonzáles (2004), a partir del análisis e integración de datos de presión, análisis e isotópicos, a escala regional y local definen patrones de flujo al interior de yacimientos en el piedemonte y en la parte central de la Cuenca Llanos, proponiendo sistemas hidráulicos individuales y característicos para cada estilo estructural del piedemonte, los cuales son de naturaleza sobrepresionada (excepto en Cupiagua Sur, el cual corresponde a un sistema levemente subpresionada que actúa como una discontinuidad hidráulica y está relacionada a rampas laterales de dirección E - W). El origen de las aguas no es claro, reportando aguas de naturaleza connota de bajas salinidades y meteóricas

de altas salinidades, lo que sugiere la acción de procesos osmóticos. La dinámica de flujo observada en este sector se dispone en dirección SW desde el NE. Una leve componente de flujo identificada desde el W y SW (para el campo Cusiana) es favorecida mediante la generación de canales permeables por yuxtaposición de litologías permeables. Para los campos ubicados en la zona media de la cuenca identifica anomalías de presión y composiciones químicas, sugieren la mezcla de fluidos en forma ascendente mediante la generación de “plumas” en tren dispuesto de forma paralela y adyacente al frente de deformación. La migración de los fluidos actuales en este sector se realiza en dirección N y NW desde al este hacia las zonas de menor presión en la parte más profunda de la cuenca.

Sin embargo el trabajo más importante realizado específicamente sobre el área de Rubiales, hasta la fecha es el realizado en 1996 por Occidental de Colombia OXY quien lleva a cabo el estudio “SOUTHERN LLANOS TECHNICAL EVALUATION AREA: PILOT AREA”, que contempla el análisis hidrodinámico para el Campo Rubiales determinándose las curvas equipotenciales para el agua de la Unidad C7 Carbonera Inferior. El flujo del agua fue establecido en dirección Sur - Norte para el extremo izquierdo del campo y Este - Oeste para el extremo derecho del campo, quienes además establecen parámetros hidrodinámicos con el TAF, y gradientes de agua.

6.2 METODOLOGÍA

La metodología empleada para la realización de este análisis regional, se puede plantear en tres etapas, las cuales se explicarán a continuación: elaboración de base de datos, procesamiento de los datos de salinidad y posterior análisis de los mapas de salinidad y cabeza hidráulica.

6.2.1 Elaboración de base de datos. De los informes finales de perforación de los pozos, análisis fisicoquímicos de agua, y estudios previos realizados en algunos

campos vecinos al campo de estudio y en general en la cuenca Llanos Orientales, fue posible obtener las coordenadas de ubicación para cada pozo, se extrajeron los datos de cabeza hidráulica, cada uno de ellos ajustados al mismo nivel de referencia utilizado en el campo, por lo cual no fue necesario emplear ningún tipo de conversión, mientras que los datos de salinidad se encontraban en cloruros en partes por millón (ppm de Cl) y fue necesario llevarlos a la misma unidad de los datos de salinidad del campo de estudio con el fin de hacer posible la comparación entre ellos. Utilizando solamente un pozo representativo por cada campo de la Cuenca Llanos Orientales, se integraron diferentes pozos vecinos ubicados al oeste del campo de estudio.

6.2.2 Procesamiento de los datos de salinidad. Los datos de salinidad de los pozos de campos vecinos, se obtuvieron a partir de análisis fisicoquímicos de aguas de formación de cloruros en partes por millón (ppm de Cl), despreciando los cambios de salinidad provocados por la variación de las propiedades del yacimiento, y teniendo en cuenta que la profundidad de la prueba fuera similar. Para la mayor parte de los datos que se encontraban en cloruros en partes por millón (ppm de Cl), fue necesario llevarlos a cloruros de sodio en partes por millón (ppm de NaCl), por medio de la siguiente ecuación:

$$ppm\ de\ NaCl = 1,64 * ppm\ de\ Cl \quad Ec. 5$$

Los datos de cabeza hidráulica y salinidad regionales se presentan en las tablas 6 y 7, respectivamente.

Tabla 5. Datos regionales de cabeza hidráulica.

POZO	Hw
Reg-1	1688
Reg-2	1540
Reg-3	1102
Reg-4	1322
Reg-5	1499
Reg-6	942
Reg-7	1603
Reg-8	555
Reg-9	782
Reg-10	1632
Reg-11	1288
Reg-12	418
Reg-13	1506
Reg-14	380
Reg-15	642
Reg-16	818
Reg-17	890
Reg-18	1470

Fuente: realizado por el autor.

Tabla 6. Datos regionales de salinidad.

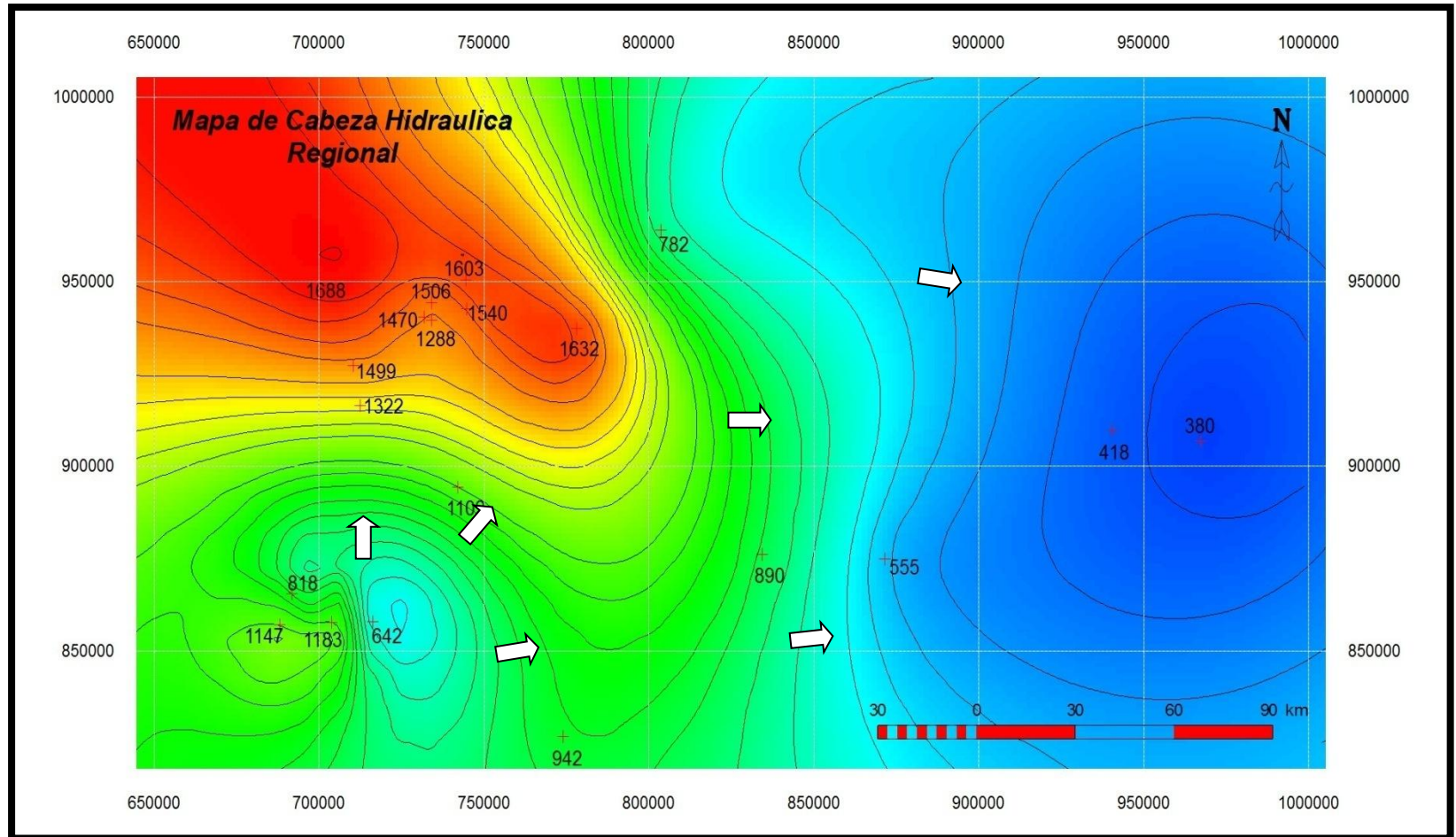
POZO	SALINIDAD
Reg-19	164
Reg-6	492
Reg-3	820
Reg-8	600
Reg-20	753
Reg-21	882
Reg-10	1148
Reg-9	328
Reg-2	820
Reg-5	240

Fuente: realizado por el autor.

6.2.3 Análisis de los mapas de salinidad y cabeza hidráulica. El mapa de cabeza hidráulica regional muestra una dirección de flujo hidrodinámico en sentido noreste y sureste, desde la zona suroeste de la cuenca, indicando una zona de recarga ubicada en la sierra de la Macarena, que se expande hacia toda la cuenca. Además, los altos valores de cabeza hidráulica en la zona noroeste de la cuenca se deben a pequeños valores de permeabilidad y porosidad dentro de los yacimientos, lo cual dificulta la entrada de agua a esta zona, por lo tanto, el trabajo realizado por el agua para penetrar los espacios porosos de la roca, produce una gran acumulación de energía que se refleja en los altos valores de cabeza hidráulica.

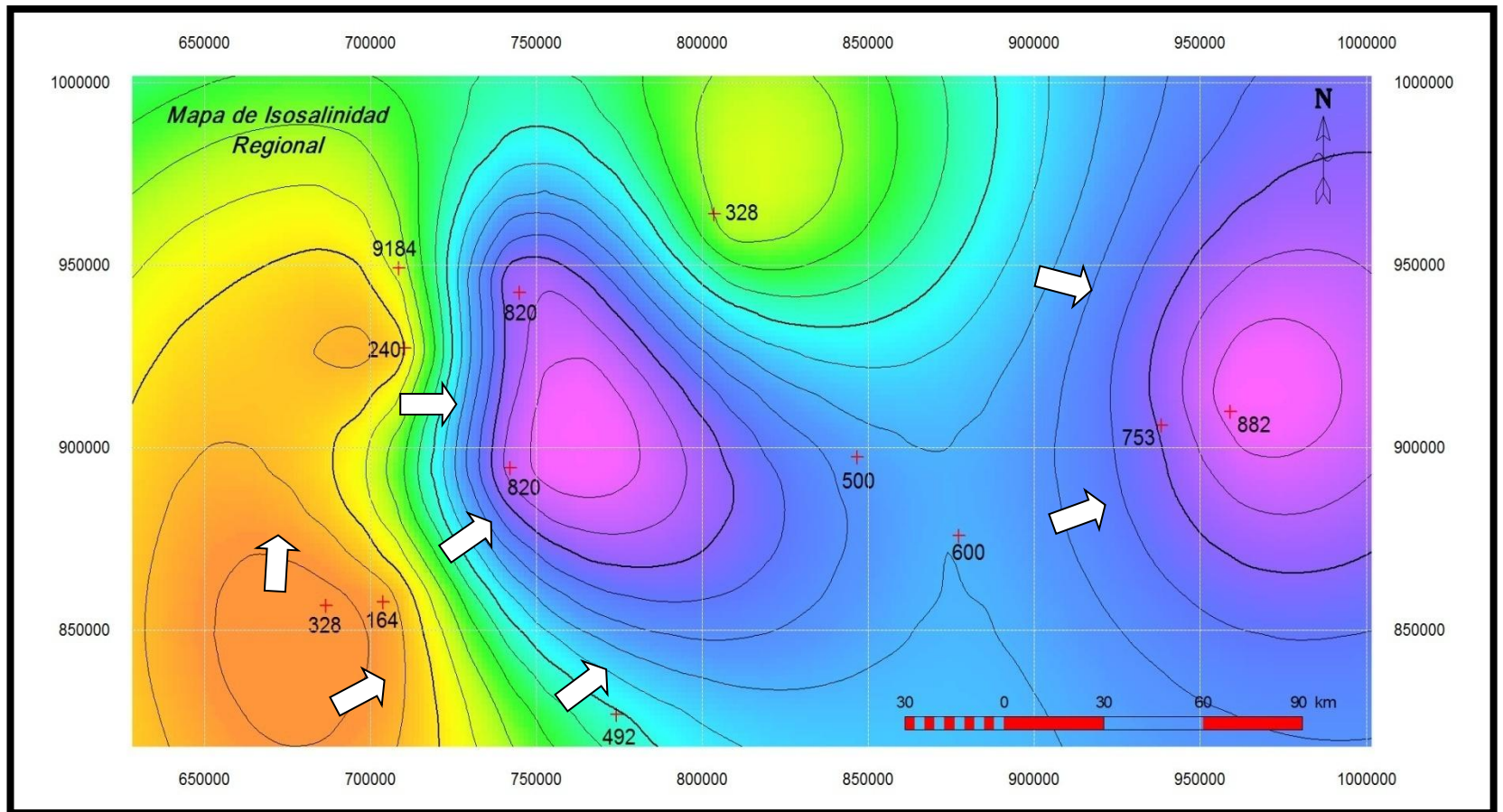
La distribución de los valores de salinidad en el mapa regional soporta la dirección de flujo hidrodinámico establecida mediante el mapa de cabeza hidráulica regional. Los menores valores de salinidad se encuentran en la zona suroeste de la cuenca confirmando que la zona de recarga se encuentra en la sierra de la macarena, los cuales aumentan en dirección sureste y noreste. Además, para el pozo ubicado en la parte noroeste de la cuenca, el cual presenta un alto valor de salinidad (9134 ppm de NaCl), este comportamiento está relacionado con un fallamiento regional descrito en el informe “Hydrodynamic study of the San Fernando and Une Formations in the Apiay-Ariari sub-basin of the Llanos Basin, Colombia”. Ecopetrol, ICP.

Figura 58. Mapa de Cabeza hidráulica a nivel regional.



Fuente: realizado por el autor.

Figura 59. Mapa de salinidad a nivel regional.



Fuente: realizado por el autor.

CONCLUSIONES

- A partir del análisis de los mapas de burbujas, se estableció que no es una herramienta que permita identificar la presencia de un régimen hidrodinámico, ya que no muestran una tendencia única para las altas producciones de agua con relación a la ubicación de los pozos en el área de estudio.
- Para pozos verticales se analizaron factores como la distancia del intervalo productor al contacto agua-petróleo (CWO), la calidad de arena desde el tope de la unidad A hasta el contacto agua-petróleo (CWO) y la calidad de roca que se presenta bajo este contacto, lo cual permitió establecer que el comportamiento de estas variables no marca una tendencia que corresponda a la clasificación de cortes de agua inicial realizada para los pozos.
- La calidad de roca suprayacente a la unidad A, no es un parámetro relevante en el control de la producción de agua, ya que no muestra una tendencia respecto a la clasificación de los pozos en los diferentes grupos.
- Para pozos horizontales el principal parámetro de control de producción de agua es la navegación del pozo con respecto a la unidad A, lo cual indica que los pozos que navegan más cerca al contacto agua-petróleo (CWO), tienen mayor irrupción de agua inicialmente.
- El análisis de producción de agua del campo no permite comprobar la influencia del régimen hidrodinámico, ya que estas altas tasas de producción de agua están afectadas por una variedad de factores, dentro de los cuales el más importante es el manejo operacional de las bombas.

- Coincidiendo con la tesis “Evaluación e Identificación de los Factores Geológicos que controlan el Hidrodinamismo en un Campo, en la Cuenca de Llanos, Colombia” de los autores Jenny Carolina Cordero Castellanos y Álvaro Andrés Moncada Díaz, Los factores geológicos que demuestran la existencia de un ambiente hidrodinámico en el campo son la inclinación del contacto agua-petróleo (CWO), la diferencia areal en los valores de salinidad desde 750 a 1100 cloruro de sodio en partes por millón (ppm de NaCl) y la gradación de la columna de aceite.
- El mapa de cabezas hidráulicas del campo de estudio, no permite establecer una dirección de flujo hidrodinámico, ya que no se tiene suficiente data para todo el campo, únicamente se analizaron datos de 13 pozos distribuidos arealmente. Además se presentan pequeñas variaciones de presión, evitando la identificación de cambios en los diferentes potenciales de flujo a escala del campo.
- De acuerdo con el método de clasificación de las aguas utilizado en este trabajo, se determinó un mismo tipo de agua para todo el campo (aguas tipo Bicarbonato de Sodio), y no fue posible caracterizar el agua a nivel regional debido a la falta de datos de análisis fisicoquímicos de pozos de campos vecinos.
- Las muestras de agua de formación presentan valores de Ph, entre 7,5 y 8,5, que permiten caracterizar de forma generalizada el acuífero activo que actúa sobre el campo de estudio, como un acuífero profundo de acuerdo a la clasificación expuesta en el capítulo de análisis fisicoquímico de aguas.
- Los datos de salinidad disponibles reafirman el carácter no sellante de las fallas presentes en el campo de estudio, ya que no se tiene una variación significativa de los valores de salinidad entre un lado y otro de la falla.

- La resistividades calculadas a partir de registros, y representados en un mapa de contornos del campo de estudio, no contribuyen a la identificación del régimen hidrodinámico, debido a las pequeñas variaciones areales y la sensibilidad del método utilizado, la cual está afectada por aspectos como la imprecisión en la lectura de registros, y cifras decimales de cada variable, que impiden establecer una tendencia confiable.
- Se comprobó la existencia del ambiente hidrodinámico, y a su vez se estableció la dirección del flujo hidrodinámico en sentido suroeste-noroeste (SW-NE), y suroeste-sureste (SW-SE), a partir del análisis de los mapas regionales de cabeza hidráulica y salinidad. Identificando la fuente de recarga en la Sierra de la Macarena.
- El régimen hidrodinámico que está presente en el campo de estudio afecta la acumulación de hidrocarburos, como se muestra en la gradación de las columnas de aceite de la figuras 9 y 10. A medida que el agua fluye a través del yacimiento arrastra consigo parte del hidrocarburo previamente almacenado, provocando una variación en la altura de las columnas de aceite, las cuales no solo dependen del flujo hidrodinámico sino también de parámetros estratigráficos y estructurales.

RECOMENDACIONES

- En la perforación de los pozos horizontales es de gran importancia, la navegación de estos con respecto a la unidad A, y al contacto agua-petróleo (CWO), ya que es un factor que controla la irrupción de agua, por lo tanto se sugiere mantener una distancia promedio tanto del contacto agua-petróleo (CWO) como de la unidad A.
- Considerar el modelo geológico del campo, así como la influencia del ambiente hidrodinámico sobre este, en el manejo operacional de las bombas, con el fin de realizar un control sobre la producción de agua.
- En futuras campañas de perforación, que contemplen pozos verticales se propone que el intervalo productor no se encuentren muy cerca al contacto agua-petróleo (CWO), para evitar la temprana irrupción de agua.
- Realizar pruebas MDT, en todos los pozos del campo, que aporten la información necesaria para llevar a cabo la metodología de cabeza hidráulica, y de esta forma construir modelos de dirección de flujo para el campo que sean representativos y confiables.
- Se deben tomar análisis fisicoquímicos de agua de formación para un mayor número de pozos, que permitan complementar la caracterización del tipo de agua que se tiene actualmente. Así mismo para pozos en campos vecinos con el fin de correlacionar el tipo de agua.
- Desarrollar una metodología que permita determinar las áreas con mayor acumulación de hidrocarburos en el campo de estudio ,las cuales están afectadas por la presión capilar y la presencia del flujo hidrodinámico.

- Complementar el análisis hidrodinámico con estudios geoquímicos del tipo de crudo presente en el campo.

BIBLIOGRAFIA

Analysis of Hydrodynamic Factors in Petroleum Migration and Entrapment. Richard W. Davis

ORDOÑEZ, Antonio Rangel. Apoyo a la Evaluación de Oportunidades Exploratorias Bloque Caño Sur, informe final. Colombia. Ecopetrol-Icp. 2006.

CORDERO Castellanos, Jenny Carolina y MONCADA Díaz, Álvaro Andrés. Evaluación e Identificación de los Factores Geológicos que controlan el Hidrodinamismo en un Campo, en la Cuenca de Llanos, Colombia. Tesis de grado para optar el título de Geólogo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Escuela de Geología, 2011. 14, 47, 51, 53-56, 72-80 p.

DAHLBERG, Eric. Applied hydrodynamics in petroleum exploration. Nueva York: Springer Verlag, 1982. P. 35-45.

Geochemistry and Hydrodynamics of the Partitioned Neutral Zone: Thier Impact on Shallow Reservoir Performance. SPE 17981. By S.A. Ghoniem and F.H. Al Zenki, Kuwait Oil. Co. 1989.

GÓMEZ, Yohaney ; YORIS, Franklin; RODRIGUEZ, Javier; PORTILLO, Fredy; ARAUJO, Ysidro. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. Pacific Rubiales Energy. Bogotá, COLOMBIA.

HORNER, D.R., "Pressure Build-up in Wells", Pressure Analysis Methods, Reprint Series No 9. SPE, Dallas 1967.

<http://www.spec2000.net/14-swrw.htm>

HUBBERT, King M. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. Houston, Texas: Bulletin of the AAPG, 1953. V. 37. P. 1973-1974.

Hydrodynamics-Does it trap Oil?. Kinji Magara. Journal of petroleum Geology. 4,2. pp.177-186. 1981.

IDROBO Hurtado Alejandro, ARISTÓBULO Bejarano, LASSO Álvaro, W. HARSHORN Peter, MEZA C Germán David y QUIROGA Clelia. Hydrodynamic study of the San Fernando and Une Formations in the Apiay-Ariari sub-basin of the Llanos Basin, Colombia. Monografía, ECOPETROL. ICP. División Exploración y Producción. 1997.

Importance of Hydrodynamic Factor in Formation of Lower Cretaceous Combination Traps, Big Muddy-South Glenrock Area, Wyoming. Donald S. Stone; Roger L. Hoeger.

Javier Lillo. Técnicas Hidrogeoquímicas. Máster Oficial en Hidrología y Gestión de Recursos Hídricos. Universidad Rey Juan Carlos. Disponible en internet: http://www.escet.urjc.es/~jlillo/Tecnicas_Hidrogeoquimicas.pdf

LOPEZ Silva, Oscar Fernando y SILVA Gaviria, Stefania del Pilar; Interpretación de Pruebas de Ascenso de Presión empleando Técnicas Convencionales y Modernas: Aplicación Campos Galán y Gala. Tesis de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Escuela de Petróleos, 2009.

RAMIREZ Segura, María Isabel y SOLANO Suarez, Pablo Alonso. Elaboración de una Metodología para el Análisis Hidrodinámicos con Enfoque Exploratorio en

Colombia. Trabajo de Grado para optar al título de ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1993. 16-19,130-140,145-146,160-162 p.

RODRIGUEZ Gonzales, Nathaly. Metodología para el manejo y uso de la información del campo caño limón (Cuenca de los Llanos Orientales- Colombia). Tesis de grado para optar el título de Geólogo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Escuela de Geología, 2009. 21-22p.

RODRIGUEZ, Jesús; SUAREZ, Davis. Evaluación Hidrodinámica del Sector del Campo Rubiales. Unidad de Disciplinas Especializadas. ECOPETROL, ICP. 2006. 4-8.p.

SCHLUMBERGER, MDT Modular Formation Dynamics Tester, 2005.

SCHLUMBERGER, RFT Essentials of Pressure Test Interpretation, 1981.

ANEXOS

ANEXO 1.

Tabla 5. Cálculos de resistividad del agua.

POZO	PROFUNDIDAD (ft)	TEMPERATURA(°f)	POROSIDAD	Rt(ohm)	Rw(ohm)	Rw a 134 °F (ohm)
R-1	2920	126,477	0,27	25,704	2,7754	2,7752
R-2	2940	141,9	0,316	24,531	3,4609	3,6551
R-3	2800	131,751	0,286	29,767	3,5445	3,4879
R-4	2539	135,695	0,306	17,477	2,3345	2,3626
R-5	2750	142,56	0,3	22,054	2,8484	3,0216
R-6	2790	130,427	0,308	22,932	3,0973	3,0186
R-7	2650	130,499	0,301	16,913	2,1968	2,1421
R-8	2880	133,563	0,317	26,274	3,7267	3,7152
R-9	2850	132,824	0,315	26,839	3,7661	3,7347
R-10	2910	134,407	0,292	22,791	2,8113	2,8195
R-11	2770	127,441	0,308	26,1101	3,5265	3,3622
R-12	2720	133,591	0,277	21,257	2,3973	2,3903
R-13	2980	131,603	0,302	30,033	3,9229	3,8561
R-14	2717	135,905	0,301	21,502	2,7928	2,8306
R-15	2730	132,591	0,324	19,043	2,8033	2,7752
R-16	2770	132,764	0,329	26,191	3,9572	3,9224
R-17	2800	131,378	0,307	21,236	2,8524	2,7993
R-18	2780	134,307	0,309	19,406	2,6355	2,6413
R-19	2780	136,84	0,31	15,821	2,1605	2,2041
R-20	2750	136,846	0,312	20,995	2,8985	2,9571
R-21	2700	138,392	0,31	20,107	2,7458	2,8314
R-22	2970	137,514	0,315	18,363	2,5767	2,6411

R-23	2770	132,729	0,302	29,32	3,8298	3,7952
R-24	3050	143,078	0,297	24,299	3,0851	3,2841
R-25	2630	136,811	0,31	23,825	3,2535	3,3184
R-26	2650	136,446	0,315	20,86	2,9271	2,9780
R-27	2650	133,605	0,3	26,235	3,3883	3,3788
R-28	2830	135,734	0,331	24,978	3,8130	3,8600
R-29	2580	135,848	0,32	19,48	2,8077	2,8445
R-30	2580	136,316	0,314	21,073	2,9411	2,9895
R-31	2890	132,319	0,333	27,4832	4,2386	4,1880
R-32	2810	128,817	0,313	18,633	2,5865	2,4912
R-33	3030	135,884	0,309	27,35	3,7144	3,7641
R-34	2786	132,69	0,294	26,605	3,3201	3,2892
R-35	2670	136,509	0,317	18,67	2,6482	2,6954
R-36	2780	135,457	0,309	26,01	3,5324	3,5690
R-37	2670	139,579	0,295	24,098	3,0247	3,1445
R-38	2650	142,753	0,3	26,03	3,3619	3,5709
R-39	2600	207,651	0,302	19,948	2,6056	3,9689
R-40	2760	131,472	0,299	23,616	3,0328	2,9784
R-41	2850	131,2	0,311	28,473	3,9095	3,8318
R-42	2780	136,798	0,306	25,77	3,4422	3,5107
R-43	2520	136,335	0,301	27,366	3,5545	3,6134
R-44	2600	146,667	0,317	18,348	2,6025	2,8367
R-45	2780	133,089	0,305	27,18	3,6104	3,5871
R-46	2800	132,602	0,307	24,365	3,2727	3,2402
R-47	2890	133,796	0,297	22,37	2,8402	2,8361
R-48	2890	133,488	0,316	25,91	3,6554	3,6421
R-49	2940	149,839	0,322	28,721	4,1836	4,6544
R-50	2830	132,468	0,313	29,139	4,0448	4,0008

R-51	2960	131,46	0,313	28,03	3,8909	3,8207
R-52	2960	136,797	0,31	27,457	3,7495	3,8240
R-53	2930	132,223	0,314	30,051	4,1941	4,1412
R-54	2670	141,419	0,307	12,9572	1,7404	1,8321
R-55	2630	137,692	0,313	18,57	2,5777	2,6453
R-56	2700	135,691	0,308	22,537	3,0439	3,0805
R-57	2670	135,553	0,374	20,622	3,8745	3,9172
R-58	2890	137,818	0,302	27,51	3,5934	3,6908
R-59	2800	133,799	0,308	20,061	2,7095	2,7056
R-60	2850	129,371	0,307	24,404	3,2779	3,1701
R-61	3020	135,3	0,321	25,72	3,7267	3,7612
R-62	2500	136,059	0,322	15,758	2,2954	2,3290
R-63	2870	131,6	0,304	28,444	3,7573	3,6932
R-64	2830	137,3	0,311	25,953	3,5635	3,6471
R-65	2880	133,325	0,304	26,937	3,5582	3,5412
R-66	2870	136,261	0,32	33,341	4,8054	4,8826
R-67	2790	136,966	0,319	27,146	3,8918	3,9738
R-68	2900	132,278	0,291	29,832	3,6585	3,6137
R-69	2640	141,542	0,288	23,363	2,8151	2,9659
R-70	2910	137,512	0,307	28,309	3,8024	3,8973
R-71	2530	140,992	0,3	22,04	2,8465	2,9879
R-72	2680	127,018	0,307	20,816	2,7960	2,6573
R-73	2855	143,771	0,291	25,76	3,1591	3,3784
R-74	2840	143,148	0,306	28,707	3,8345	4,0837
R-75	2750	133,194	0,296	24,82	3,1333	3,1153
R-76	2640	133,253	0,317	23,295	3,3042	3,2866
R-77	2830	133,768	0,337	32,905	5,1788	5,1703
R-78	2830	133,437	0,325	28,849	4,2691	4,2520

R-79	2890	134,194	0,307	16,864	2,2651	2,2683
R-80	2840	132,662	0,296	28,39	3,5839	3,5499
R-81	3000	131,618	0,319	25,732	3,6891	3,6267
R-82	2930	131,26	0,305	30,2	4,0116	3,9335
R-83	2830	137,136	0,294	25,536	3,1867	3,2577
R-84	2870	125,657	0,291	26,754	3,2810	3,0865
R-85	2670	141,254	0,313	25,697	3,5670	3,7509
R-86	2730	131,741	0,318	23,371	3,3328	3,2793
R-87	2810	134,144	0,328	22,644	3,4036	3,4071
R-88	2430	129,328	0,31	24,863	3,3952	3,2825
R-89	2635	128,81	0,316	21,591	3,0461	2,9338
R-90	2520	152,751	0,316	20,696	2,9198	3,3087
R-91	3060	130,189	0,311	20,528	2,8186	2,7423
R-92	3045	127,209	0,319	28,067	4,0238	3,8297
R-93	2750	132,317	0,303	22,213	2,9178	2,8829
R-94	2920	136,41	0,312	27,996	3,8651	3,9313
R-95	2950	133,721	0,301	30,396	3,9480	3,9402
R-96	2805	133,802	0,31	21,703	2,9637	2,9595
R-97	2920	131,932	0,304	24,435	3,2277	3,1803
R-98	2855	124,583	0,296	23,567	2,9751	2,7761
R-99	3050	132,366	0,328	26,576	3,9946	3,9482
R-100	2920	138,061	0,292	34,941	4,3101	4,4344
R-101	2910	139,396	0,303	27,799	3,6516	3,7916
R-102	2690	126,415	0,305	29,617	3,9341	3,7222
R-103	2760	127,596	0,311	29,341	4,0287	3,8454
R-104	2860	136,502	0,313	27,769	3,8547	3,9232
R-105	2710	127,295	0,307	28,025	3,7643	3,5850
R-106	2990	129,3	0,304	23,361	3,0859	2,9828

R-107	2990	130,3	0,311	21,547	2,9586	2,8808
R-108	2950	128,996	0,297	24,784	3,1467	3,0349
R-109	2886	137,056	0,31	23,019	3,1434	3,2117
R-110	2860	124,456	0,305	24,81	3,2956	3,0722
R-111	2756	128,384	0,316	27,278	3,8484	3,6949
R-112	3030	136,1	0,329	24,763	3,7414	3,7972
R-113	2620	141,804	0,309	18,857	2,5610	2,7029
R-114	2610	145,588	0,314	19,972	2,7874	3,0169
R-115	2960	139,106	0,315	24,552	3,4452	3,5702
R-116	3110	140,88	0,309	21,2312	2,8834	3,0243
R-117	2970	132,721	0,326	24,227	3,6039	3,5711
R-118	2970	135,88	0,302	19,545	2,5530	2,5871
R-119	2660	132,298	0,321	28,77	4,1687	4,1183
R-120	2810	131,1	0,314	20,125	2,8088	2,7509
R-121	3070	133,4	0,299	23,739	3,0486	3,0356
R-122	2950	122,527	0,303	32,622	4,2851	3,9359
R-123	2750	132,175	0,309	23,851	3,2392	3,1972
R-124	2700	122,211	0,299	23,071	2,9628	2,7147
R-125	3172	131,709	0,307	22,02	2,9577	2,9096
R-126	2740	128,31	0,307	25,115	3,3734	3,2370
R-127	2693	122,4	0,31	35,5	4,8478	4,4483
R-128	2770	126,898	0,327	28,711	4,2932	4,0766
R-129	2780	126,918	0,321	41,388	5,9970	5,6953
R-130	2750	129,548	0,305	20,124	2,6732	2,5886
R-131	3040	139,63	0,308	23,094	3,1191	3,2439
R-132	3100	118,19	0,32	24,891	3,5875	3,1846
R-133	3100	127,043	0,306	26,267	3,5086	3,3352
R-134	3150	133,719	0,296	25,426	3,2098	3,2034

R-135	3070	132,363	0,306	21,737	2,9035	2,8698
R-136	3080	127,28	0,328	26,763	4,0227	3,8307
R-137	3050	135,846	0,311	27,887	3,8291	3,8793
R-138	3050	130,08	0,303	23,539	3,0920	3,0059
R-139	3040	139,4	0,315	18,515	2,5981	2,6977
R-140	3076	131,2	0,286	28,826	3,4325	3,3642
R-141	2950	133,1	0,302	25,612	3,3455	3,3241
R-142	3030	128,999	0,292	20,537	2,5333	2,4433
R-143	3140	128,533	0,31	25,261	3,4496	3,3156
R-144	3130	132,589	0,293	25,726	3,1919	3,1599
R-145	3030	132,355	0,316	24,489	3,4549	3,4146
R-146	2880	135,297	0,308	21,76	2,9390	2,9660
R-147	3080	124,022	0,294	22,877	2,8549	2,6525
R-148	3030	136,919	0,318	26,586	3,7912	3,8698
R-149	2630	135,3	0,291	21,392	2,6234	2,6477
R-150	2500	125,868	0,311	23,443	3,2189	3,0329
R-151	2465	100,8	0,291	24,351	2,9863	2,2820
R-152	3015	141,268	0,333	26,442	4,0780	4,2886
R-153	2890	133,488	0,305	26,586	3,5315	3,5187
R-154	2700	126,73	0,336	37,026	5,7981	5,4986
R-155	2690	132,954	0,319	26,687	3,8260	3,7976
R-156	3010	133,3	0,316	25,697	3,6254	3,6073
R-157	3070	131,6	0,281	27,321	3,1572	3,1033
R-158	3020	133,5	0,303	21,136	2,7764	2,7665
R-159	3030	131,9	0,264	20,485	2,1289	2,0972

Fuente: realizado por el autor