

**EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE UNA METODOLOGÍA  
ESTRUCTURADA PARA EL ANÁLISIS DE INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN  
EN UN CAMPO DE LOS LLANOS ORIENTALES UTILIZANDO DSS**

**ANDRÉS FELIPE GRIJALBA CUENCA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2007**

**EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE UNA METODOLOGÍA  
ESTRUCTURADA PARA EL ANÁLISIS DE INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN  
EN UN CAMPO DE LOS LLANOS ORIENTALES UTILIZANDO DSS**

**ANDRÉS FELIPE GRIJALBA CUENCA**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
Ing. Aldo Andrés Cáliz**

**Co-director  
Ing. Ernesto Duran**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2007**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

Firma del Evaluador

---

Firma del Evaluador

## DEDICATORIA

*A la memoria de Papá y Mamá.*

*A mis hermanos Alvaro Y Nelson*

.

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus mas sinceros agradecimientos a:

Al Equipo de yacimientos de Occidental de Colombia Inc., Por haberme ofrecido la oportunidad de crecer profesionalmente y personalmente, MUCHAS GRACIAS.

A Aldo Andrés Cáliz y Ernesto Duran por directores de este proyecto, por su inmensa colaboración, confianza, apoyo y tiempo ofrecido para el desarrollo del proyecto.

A Freddy Humberto Escobar, Doctor en Ingeniería de Petróleos, profesor titular de la Universidad Surcolombiana; por su apoyo y amistad durante mi crecimiento académico.

A Jairo Antonio Sepúlveda, Master en Ingeniería de Petróleos, profesor titular de la Universidad Surcolombiana y evaluador de este proyecto..

A los profesores de la Universidad Surcolombiana, por compartir conmigo su conocimiento y experiencia.

A Yanet Manchola y Gloria Eugenia Ramírez, por su amistad y apoyo durante toda mi vida.

A Nelson, por su paciencia, por educarme, por cuidarme y por enseñarme a cuidarme.

Y por su puesto Mora, Gaitán, Pasto, Cubillos, Maryury, Alisson, Aura, Picon, Maria Paula, Hugo, Adriana, Mayra, Jefferson, Edwin, y todas las personas que me brindaron su amistad y compañía tanto en los mejores momentos como en los mas difíciles, para ellos Muchas Gracias.

# CONTENIDO

RESUMEN

ABSTRACT

INTRODUCCIÓN

## 1. CONCEPTOS GENERALES

### 1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

1.1.1 De acuerdo al estado de los fluidos

1.1.2 De acuerdo al punto de burbuja

1.1.3 De acuerdo al mecanismo de producción

1.1.4 De acuerdo a las variaciones del volumen originalmente disponibles a hidrocarburos.

### 1.2 CURVAS DE DECLINACIÓN

1.2.1 Declinación exponencial

1.2.2 Declinación hiperbólica

1.2.3 Declinación armónica

### 1.3 ESTIMACIÓN ESPACIAL

## 2. GENERALIDADES DEL YACIMIENTO

## 3. METODOLOGÍA ESTRUCTURADA

### 3.1 PROCESOS

3.1.1 Índice de Heterogeneidad

3.1.2 Mapas de drenaje o Recobro

3.1.3 Mapas de depletamiento de producción

3.1.4 Mapas de índice de declinación

3.1.5 Mapas de Burbuja

3.1.5.1 Aceite Acumulado

3.1.5.2 Tasa de aceite promedio

3.1.5.3 Radio de drenaje

3.1.6 Índice de eficiencia de completamiento

3.1.7 Mapas de propiedades

### 3.2 INTEGRACIÓN DE PROCESOS Y ANÁLISIS

3.2.1 Caso 1, Unidad G1

3.2.2 Caso 2, Unidad C1

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 5. BIBLIOGRAFÍA

ANEXO

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. Diagrama de fases para el petróleo negro
- Figura 2. Diagrama de fases para gas condensado
- Figura 3. Diagrama de fases para el petróleo volátil
- Figura 4. Diagrama de fases para gas humedo
- Figura 5. Diagrama de fases para gas seco
- Figura 6. Clasificación de los yacimientos de acuerdo al punto de burbuja
- Figura 7. Correlación porosidad - permeabilidad
- Figura 8. Cross hair plot Campo 'AF' unidad G1
- Figura 9. Ejemplo de la aplicación de las curvas de declinación
- Figura 10. Mapa de drenaje o recobro usando variables normalizadas Campo 'AF' unidad G1
- Figura 11. Mapa de depletamiento Campo 'AF' unidad G1
- Figura 12. Mapa de declinación normalizado Campo 'AF' unidad G1
- Figura 13. Mapa de burbuja de aceite acumulado Campo 'AF' unidad G1
- Figura 14. Mapa de burbuja de tasa de aceite promedio Campo 'AF' unidad G1
- Figura 15. Mapa de radio de drenaje Campo 'AF' unidad G1
- Figura 16. Grafica de Ce<sub>i</sub> vs días acumulados Campo 'AF' unidad G1
- Figura 17. Mapa de KH normalizado Campo 'AF' unidad G1
- Figura 18. Mapa de porosidad normalizado Campo 'AF' unidad G1
- Figura 19. Mapa de net pay normalizado Campo 'AF' unidad G1
- Figura 20. Cross hair plot Campo 'AF' unidad C1
- Figura 21. Mapa de drenaje usando variables normalizadas Campo 'AF' unidad C1
- Figura 22. Mapa de depletamiento Campo 'AF' unidad C1
- Figura 23. Mapa de índice de declinación Campo 'AF' unidad C1
- Figura 24. Mapa de burbuja de aceite acumulado Campo 'AF' unidad C1
- Figura 25. Mapa de burbuja de tasa de aceite promedio (Aceite acumulado/Días acumulados) Campo 'AF' unidad C1
- Figura 26. Grafica de Ce<sub>i</sub> vs días acumulados Campo 'AF' unidad C1
- Figura 27. Mapa de KH normalizado Campo 'AF' unidad C1
- Figura 28. Mapa de porosidad normalizado Campo 'AF' unidad C1
- Figura 29. Mapa de netpay normalizado Campo 'AF' unidad C1

## RESUMEN

Una de las estrategias para identificar acciones tendientes al aumento de la producción de petróleo es el análisis del comportamiento de producción de los pozos, tarea habitual, pero cuando el número de pozos es grande esta tarea se hace lenta. Por lo anterior se han desarrollado metodologías para realizar análisis en grupos, aprovechando la cantidad de información disponible, que permitan identificar condiciones anómalas o de bajo desempeño de forma más ágil y oportuna.

En este trabajo se presentan y se evalúan diferentes procesos los cuales forman una metodología que permite identificar anomalías de comportamiento en forma ágil, lo cual puede ayudar a encontrar oportunidades para incrementar la producción de aceite por medio de trabajos de reacondicionamiento y perforación de nuevos pozos.

Dentro de los procesos aplicados, se encuentra el índice de heterogeneidad, los mapas de drenaje o porcentaje de recobro; mapas de depletamiento, los mapas de burbuja, mapas de radio de drenaje y mapas de propiedades normalizadas que permiten ver que tan desarrolladas están cada una de las áreas con respecto a las demás. Durante el desarrollo de este trabajo se explicará como cada uno de los índices y mapas usados puede contribuir a proponer acciones que puedan ayudar a incrementar la producción de aceite de forma eficiente. Estos procesos fueron aplicados utilizando la aplicación DSS (Dynamic Surveillance System – Sistema de monitoreo dinámico).

Con el fin de proteger la confidencialidad de los datos de la compañía, los nombres de los pozos, locaciones. Nombres del campo e información geológica han sido reemplazados. Los análisis realizados y las propuestas presentadas en este documento se hicieron con fines académicos.

## **ABSTRACT**

One strategy for identifying opportunities for increasing oil production in a field is the analysis of the production profile, however, if the number of wells is considerable this job becomes time consuming. Therefore, methodologies have been developed and designed for executing analyses by groups using all available information that allows faster identification of unusual conditions or abnormal performance.

This work describes and evaluates processes that comprise a methodology that permits identification of anomalous behaviors rapidly that can help determine opportunities for increasing the oil production by means of workover and drilling new wells.

Some of the applied processes are: the heterogeneity index, drainage or Recovery factor, depletion, bubble, drainage radius and normalized properties maps, all which allow an understanding of the degree of development of the reservoir in each area. Throughout this document each process will be described and how each one of the indices and maps used can contribute to propose actions that could improve the oil production in an efficient manner. These processes were applied using Dynamic Surveillance System (DSS).

In order to maintain confidentiality, well names, locations, field names, and geological formation names have been replaced. The analyses performed herein and recommended proposals found within this document have been presented only for academic purposes.

## INTRODUCCIÓN

La ingeniería de petróleos tiene por objeto determinar la forma más rentable de explotar un yacimiento petrolífero teniendo en cuenta todas las variables que afectan dicha rentabilidad. Por lo anterior, se pretende balancear la maximización de los niveles de producción de petróleo y recobro de reservas con las menores inversiones y costos posibles.

Una de las estrategias para identificar acciones tendientes al aumento de la producción de petróleo es el análisis del comportamiento de producción de los pozos, tarea habitual, pero cuando el número de pozos es grande esta tarea se hace lenta. Comparar este comportamiento entre los pozos es muy difícil debido a que puede estar afectado por diferentes parámetros tales como el tiempo de cada pozo en producción, la presión del yacimiento, método y eficiencia del completamiento y calidad del yacimiento. Para poder realizar un completo análisis del comportamiento de la producción los dos primeros factores (tiempo de producción de cada pozo y presión de yacimiento) deben ser normalizados, de tal manera que podamos evaluar los dos últimos (eficiencia de completamiento y calidad del yacimiento), ya que no todos los pozos fueron perforados al mismo tiempo y a las mismas condiciones del yacimiento (presión, saturación de fluidos). Por lo anterior se realizó el presente trabajo con el objetivo de optimizar el procesamiento y análisis de la información de campo utilizando diferentes procesos que forman una metodología estructurada de trabajo.

Los diferentes procesos propuestos fueron aplicados en un campo de los llanos orientales en dos de sus unidades productoras, con el fin de evaluar la efectividad de la metodología propuesta, para lo cual fue necesario personalizar la aplicación DSS (*Dynamic Surveillance System*) para que se pudieran realizar los diferentes procesos que tienen por objeto establecer tendencias de comportamiento y visualizar anomalías de comportamiento en la producción de los pozos.

Por motivos de confidencialidad en este documento no se proporcionan datos y/o nombres específicos acerca del campo. Este documento hará énfasis en el análisis de la información a partir de los diferentes procesos utilizados; así se hará mención al Campo de estudio con el nombre de AF, y a la zona productora G1 Y C1.

Es necesario resaltar que algunos de los procesos utilizados en este trabajo habían sido aplicados a otros campos, y se encuentran publicados en diferentes artículos técnicos, los cuales se encuentran mencionados en la Bibliografía.

## 1. CONCEPTOS GENERALES

Con el fin de entender los procesos presentados en este documento, es necesario repasar algunos conceptos básicos de ingeniería de petróleos, para entender el trabajo realizado.

### 1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

#### 1.1.1. De acuerdo al estado de los fluidos

De acuerdo al estado de los fluidos los yacimientos se pueden clasificar como:

**Petróleo negro.** Consiste de una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas (iso-volumétricas o de calidad) están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Los primeros crudos de este tipo fueron de color negro, de allí su nombre. También se le llama crudo de bajo encogimiento o crudo ordinario. Estos crudos tienen  $GOR \leq 2000$  SCF/STB, el cual se incrementa por debajo del punto de burbuja.  $Bo \leq 2$  y  $API \leq 45$ . La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos pesados) aunque puede ser marrón o verduzco. En la figura siguiente se presenta el diagrama de fases

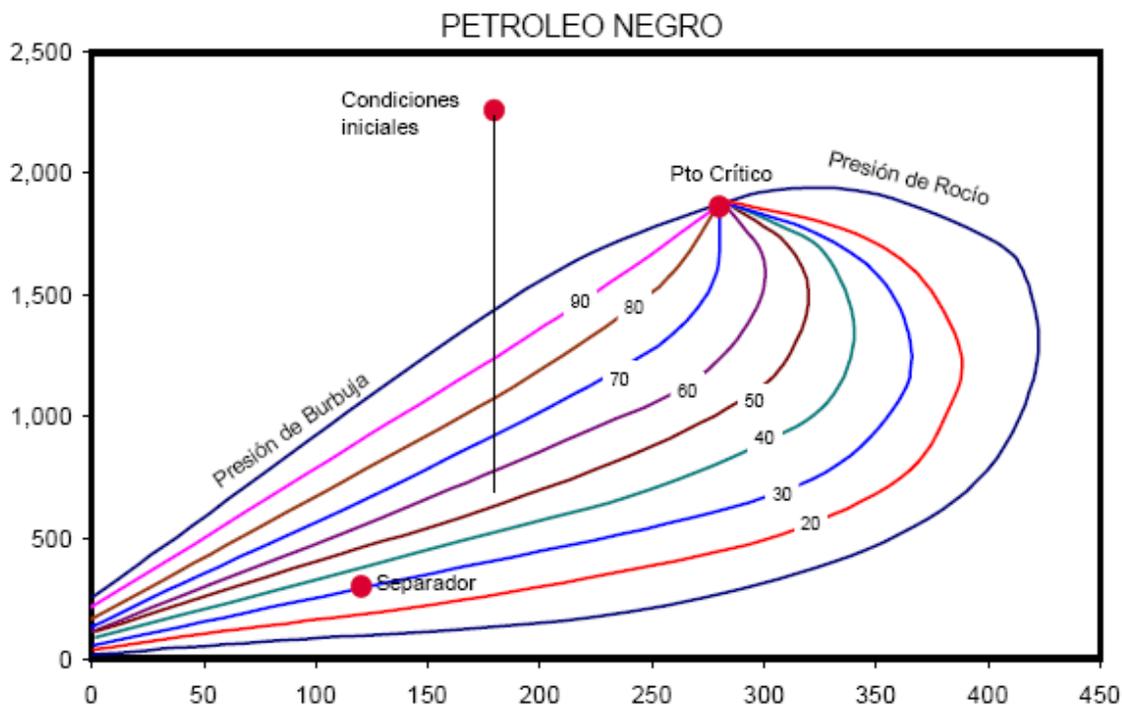


Figura 1. Diagrama de fases para el petróleo Negro. Fuente: F. H. Escobar, Ph.D. "Fundamentos de ingeniería de yacimientos".

**Gas condensado (retrógrados).** A diferencia del aceite negro en el yacimiento de gas condensado el punto crítico está bien por debajo y a la izquierda de la envolvente. Esto es el resultado de gases retrógrados conteniendo muy pocos hidrocarburos pesados que los crudos. La ( $T_{cr} < T_R$ ) y el punto cricondentérmico es mayor que  $T_R$ . A medida que la presión cae, el líquido se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse.  $3300 < GOR < 150000$  SCF/STB y se incrementa a medida que la producción toma lugar.  $40 < API < 60$  y se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío.

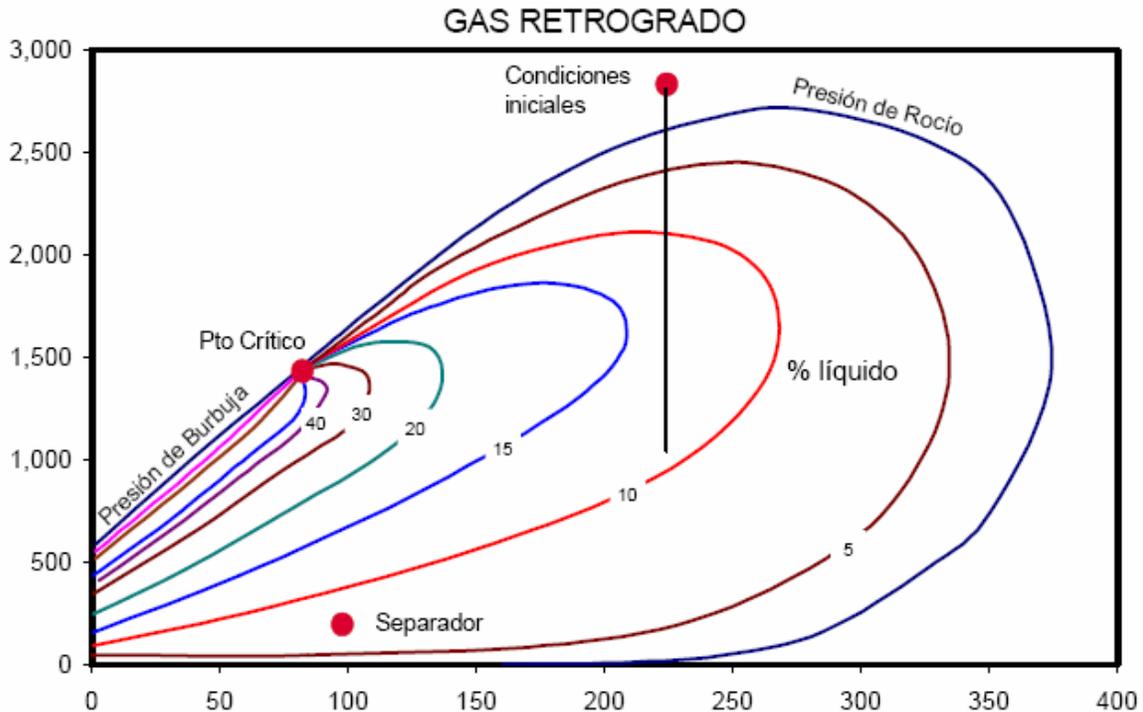


Figura 2. Diagrama de fases para Gas Condensado . Fuente: F. H. Escobar, Ph.D. "Fundamentos de ingeniería de yacimientos".

**Petróleo volátil.** El rango de temperatura es más pequeño que en petróleo negro. La temperatura crítica,  $T_{cr}$ , es también menor que en crudos negros y está cerca de la temperatura del yacimiento,  $T_R$  ( $T_{cr} > T_R$ ). Las líneas de calidad no están igualmente espaciadas y están desplazadas hacia arriba hacia el punto de burbuja. Una pequeña reducción en presión por debajo del punto de burbuja causa una liberación enorme de gas. Hasta un 50 % de estos crudos puede convertirse en gas en el yacimiento cuando la presión cae unos cientos psi debajo del punto de burbuja. Estos también se llaman crudos de alta encogimiento o crudos cercanos al punto crítico. La Ecuación de Balance de Materia (EBM) de petróleo negro no trabaja en estos casos. El punto de división entre crudo volátil y negro es arbitrario, pero se toma como referencia la tolerancia de la ecuación de balance de materia.  $B_o > 2$  y  $2000 < GOR < 3300$  SCF/STB. El  $GOR$  y La gravedad  $API$ , normalmente mayor de 40, se incrementan con la producción a medida que la presión cae por debajo de la presión del punto de burbuja. El color es usualmente marrón, anaranjado o

verde).

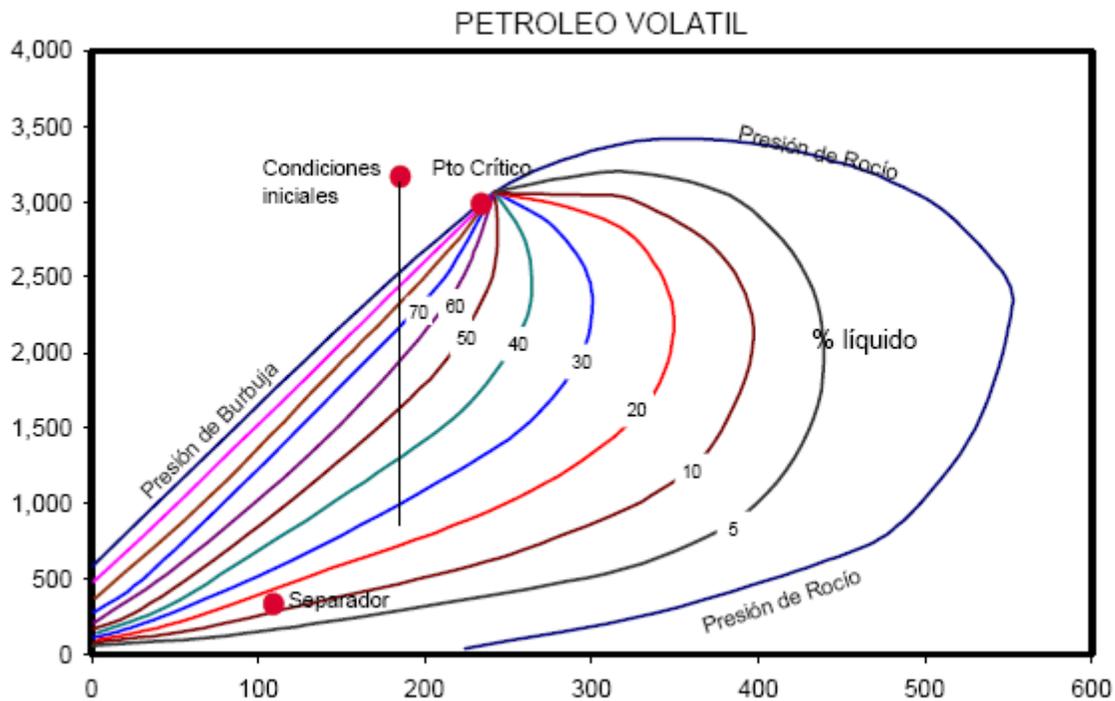


Figura 3. Diagrama de fases para el petróleo Volátil . Fuente: F. H. Escobar, Ph.D. “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”.

**Gas húmedo.** Todo el diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas yacen debajo de la temperatura del yacimiento. La línea de presión no entra la envolvente y por tanto no se forma líquido en el yacimiento, pero si en superficie. La gravedad de los líquidos es similar a la de los gases retrógrados. La gravedad se mantiene constante y el color de los líquidos es transparente.  $GOR > 50000$  SCF/STB y permanece constante durante toda la vida del yacimiento.

**Gas seco.** Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosa tanto en superficie como en el yacimiento. No hay presencia de líquidos ni en yacimiento ni superficie. La EBM puede aplicarse tanto a gas como gases húmedos para determinar gas original in-situ y predecir reservas de gas.

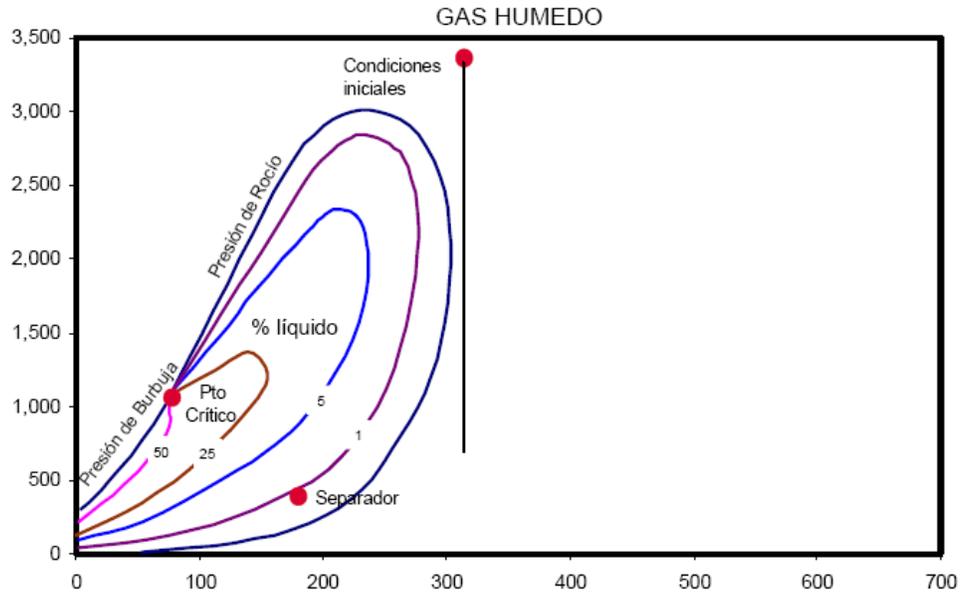


Figura 4. Diagrama de fases para Gas Húmedo . Fuente: F. H. Escobar, Ph.D. “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”.

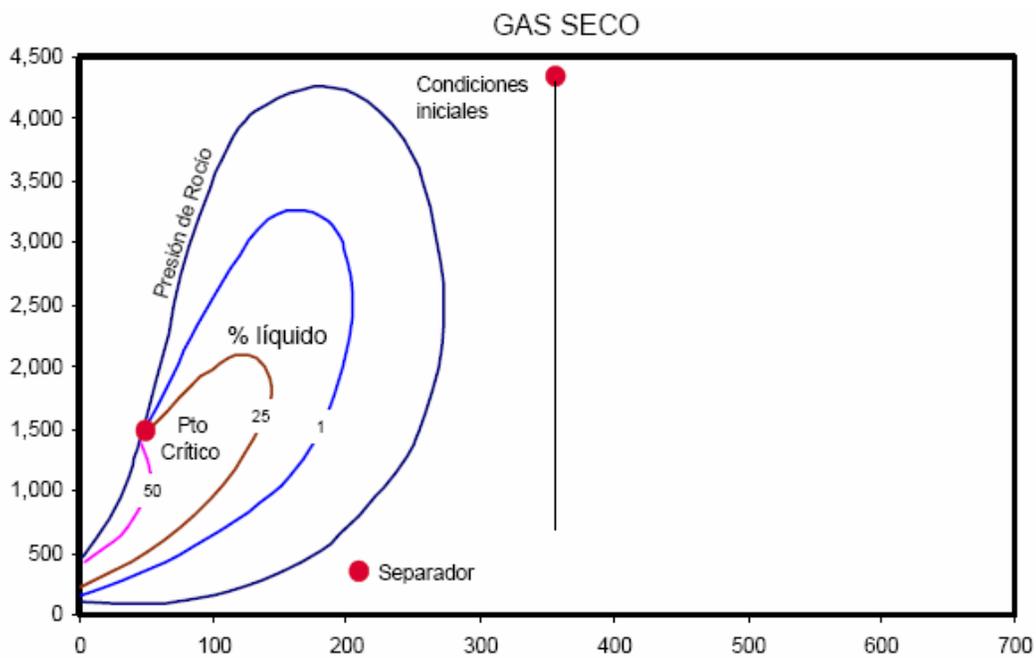


Figura 5. Diagrama de fases para el petróleo Gas Seco. Fuente: F. H. Escobar, Ph.D. “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”.

### 1.1.2. De acuerdo al punto de burbuja

**Subsaturado:** Yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja. El lector debería referirse al punto A de la Fig. 6. Inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se

alcanza. Eventualmente, el gas liberado se aglutina hasta tener condiciones de flujo hacia el pozo en cantidades cada vez mayores. Contrariamente, el flujo de crudo disminuye gradualmente y en la etapa de depleción permanece mucho crudo en el yacimiento.

**Saturado:** Yacimientos cuya presión inicial es menor o igual que la presión en el punto de burbuja. Ver punto B y C de la Fig. 6. Este yacimiento bifásico consiste de una zona gaseosa suprayaciendo una zona líquida. Puesto que la composición del gas y el crudo son completamente diferentes, estas pueden representarse por diagramas de fases individuales que tienen poca relación entre ellas o en composición. La zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento subsaturado modificado con la presencia de la capa de gas.

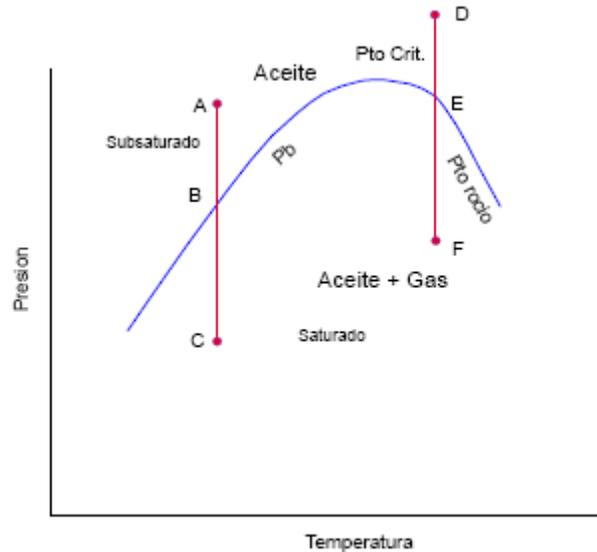


Figura 6. Clasificación de los yacimientos de acuerdo al punto de burbuja. Fuente: F. H. Escobar, Ph.D. "Fundamentos de ingeniería de yacimientos".

### 1.1.3. De acuerdo al mecanismo de producción

La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de este y normalmente se conoce como *producción primaria*. El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria mediante a) expansión de fluido, b) desplazamiento de fluidos, c) drenaje gravitacional y d) expulsión capilar. Cuando no existe ni acuífero ni inyección de fluidos, el recobro de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión del fluido, sin embargo en crudo, este podría producirse mediante drenaje gravitacional. El uso de gas natural o inyección de agua es llamado *producción secundaria* y su principal propósito es mantener la presión del yacimiento (adición de energía), de modo que el término mantenimiento de presión normalmente se usa para describir procesos de recobro secundario. Cuando el agua procede de un acuífero o es inyectada en los pozos, el recobro es acompañado por un mecanismo de desplazamiento, el cual puede ser ayudado por drenaje gravitacional o expulsión capilar. El gas se inyecta como fluido de desplazamiento para ayudar al recobro de crudo y también como gas cíclico para recuperar condensados. Dicha inyección normalmente modifica la presión de rocío y por lo tanto desplaza el diagrama de fases. Existen otros procesos de

desplazamiento llamado recuperación terciaria y mejor referido como recobro realzado (Enhanced Oil Recovery, EOR) los cuales se desarrollaron para cuando los procesos secundarios resultan inefectivos. Adicional a la adición de energía al yacimiento, este proceso considera cambios en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la viscosidad o la tensión interfacial). Sin embargo, el mismo proceso se considera para casos donde el recobro primario no se utilizó por bajo potencial de recobro. En este caso el término terciario está mal empleado. En algunos yacimientos es ventajoso iniciar un proceso secundario o terciario antes de terminar la producción primaria. En estos casos el término recobro mejorado (improved oil recovery, IOR) se ha convertido en popular y algunos consideran que la diferencia entre EOR e IOR es que esta última involucra un proceso de reingeniería y caracterización del yacimiento. En muchos yacimientos pudieren simultáneamente operar varios mecanismos de producción, pero generalmente predomina uno o dos. Durante la vida del yacimiento la predominancia puede cambiar de un mecanismo a otro ya sea natural o artificialmente. Por ejemplo, un yacimiento volumétrico podría producir inicialmente por expansión de fluidos, cuando este se ha depletado lo suficiente la producción hacia los pozos podría deberse a drenaje gravitacional ayudado por un mecanismo de bombeo. Más tarde, un proceso de inyección de agua puede usarse para adicionar mayor empuje a los hidrocarburos. En este caso el ciclo de los mecanismos es expansión-gravitacional y desplazamiento de drenaje. En general la producción de los yacimientos se debe a los siguientes mecanismos:

1. Hidráulico, cuando se presenta agua proveniente de un acuífero adyacente.
2. Gas en Solución (línea B-C en Fig. 1.9). Los fluidos gaseosos ayudan a producir la fase líquida cuando el gas intenta liberarse del seno del crudo.
3. Capa de gas (No hay distribución uniforme de los fluidos)
4. Expansión líquida y de roca (hasta el punto de burbuja) Línea A-B en Fig. 1.9.
5. Gravedad o segregación gravitacional, el cual es común en yacimientos con espesor considerable y que tienen buena comunicación vertical o en yacimientos que tienen alto buzamiento pues permiten la migración del gas a la parte superior de la estructura.
6. Combinado
7. En yacimientos gasíferos se tiene depleción o expansión gaseosa (línea D-E-F en Fig.

#### **1.1.4. De acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos**

**Volumétricos.** Cuando no existe un acuífero adyacente al yacimiento (yacimiento cerrado).

**No volumétricos.** El volumen disponible a hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero aledaño.

## **1.2 CURVAS DE DECLINACIÓN**

Las curvas de declinación son un método de estimación de reservas basado en el desempeño histórico de una unidad de producción, bien sea pozo, grupo de pozos, formación o campo. Su comportamiento depende del volumen de reservas a producir, el mecanismo de empuje y la tasa de extracción. Las reservas se calculan hallando el área bajo la curva para las tasas de producción extrapoladas usando alguno de los modelos existentes. Usualmente la curva se corta o se trunca a la tasa que represente el límite económico, o en algunos casos la fecha a la cual termina el contrato de explotación del campo.

Actualmente se utilizan algoritmos para realizar ajustes estadísticos de los diferentes modelos de curvas de declinación que existen a los gráficos Tasa de aceite vs Tiempo, Tasa de aceite vs Producción acumulada, WOR vs Producción Acumulada, entre otros, pero siempre se requiere el control del ingeniero para establecer las porciones de la historia de producción que son representativas del comportamiento del yacimiento que puedan ser analizadas y que no estén influenciadas por procesos externos tales como pérdida de eficiencia de un equipo de levantamiento artificial o aumentos de tasa debido a que esto introduciría sobredeclinación o amortiguación generando resultados erróneos. Es importante resaltar, que algunos autores relacionan los diferentes parámetros de declinación con conceptos de ingeniería de yacimientos que pueden llevar un mejor modelamiento de la declinación de los diferentes pozos en un yacimiento.

### 1.2.1 Declinación Exponencial

Este tipo de curva de declinación es la más usada porque al presentarla en un gráfico semilogarítmico se convierte en una línea recta. A largo plazo este tipo de declinación brinda como resultado un escenario pesimista. Es definida por una función exponencial.

$$Q_o(t) = Q_{oi} * e^{-D_i * t}$$

Donde  $Q_o(t)$  es el caudal de aceite extrapolado a tiempo  $t$ ,  $Q_i$ , es el caudal inicial,  $D_i$  la tasa de declinación fraccional.

La tasa de declinación fraccional o índice de declinación se puede definir como:

$$D_i = \frac{\Delta Q_o / Q_o}{\Delta t}$$

También puede expresarse como:

$$D_i = \frac{Q_i}{EUR}$$

Donde  $Q_i$  es el caudal inicial máximo a la presión de fondo fluyendo, y EUR es el Recobro de aceite final Estimado (Estimated Ultimate Recovery).

### 1.2.2 Declinación hiperbólica

La declinación hiperbólica considera que el índice de declinación varía con el tiempo. Esta tiene en cuenta dos nuevos términos, que no utiliza la declinación exponencial,  $b$  y  $n$ . La ecuación que representa este tipo de declinación es:

$$\frac{D}{D_i} = \left( \frac{Q}{Q_i} \right)^n$$

$n$  es un número entre 0 y 1 que define la variación de la declinación fraccional con el tiempo.

La tasa de aceite  $Q$  a tiempo  $t$  se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$Q(t) = \frac{Q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

Donde

$$D_i = \left( \frac{2n+1}{2} \right) \left( \frac{Q_i}{EUR} \right)$$

Y

$$b = \frac{2n-1}{n+1}$$

Los bajos valores de  $b$  y  $n$  están relacionados con altos valores de permeabilidad y con el mecanismo de empuje al que este sometido el yacimiento.

### 1.2.3 Declinación Armónica

Este tipo de declinación es común en yacimientos que en los que se presenta una relación de movilidad favorable. La declinación armónica es una variante de la declinación hiperbólica, esto es cuando  $n$  es igual a 1.

$$Q(t) = \frac{Q_i}{(1 + D_i t)}$$

## 1.3 ESTIMACIÓN ESPACIAL

El objetivo de esta sección no es explicar detalladamente los procesos de interpolación espacial, es solamente hacer que el lector adquiera una idea de lo que es y lo que se puede hacer utilizando esta herramienta, ya que algunos de los procesos incluidos en este trabajo involucran mapas de contornos realizados utilizando principios de estimación espacial, en la aplicación DSS.

La estimación espacial inicialmente fue llamada teoría de variables regionalizadas, y era aplicada a los problemas relacionados con la explotación de minerales tales como oro, zinc o hierro. Dado que éstas técnicas siempre fueron utilizadas para la solución de problemas relacionados con geología, adquirió el nombre de Geostatística, la cual simplemente es la estadística aplicada a la estimación de parámetros geológicos.

La estimación espacial es una herramienta que nos permite estimar la tendencia de algunas propiedades de la roca a partir de los datos disponibles de un mismo campo, en diferentes puntos del yacimiento a partir de un conjunto de muestras tomadas en diferentes localizaciones y consideradas representativas de su realidad, que por lo general es siempre desconocida, estos procedimientos permiten su descripción o caracterización con dos fines diferentes: el primero es proporcionar valores estimados en localizaciones de interés y el segundo, generar valores que en conjunto presenten iguales características de dispersión y estadísticas que los datos originales.

El uso más común de la estimación espacial es mapear o evaluar parámetros tales como propiedades de las unidades geológicas (permeabilidad, porosidad, espesor del yacimiento), índices de productividad, capacidad de flujo y potencial de flujo. Esto nos permite diseñar procesos y/o actividades que nos lleven a la optimización del campo, encontrar puntos en los cuales las características sean más favorables para la perforación de un nuevo pozo y evaluar la viabilidad económica de un proyecto.

La estimación espacial no nos permite reemplazar o reducir la necesidad de buena calidad de información acerca del yacimiento ni sustituir la falta de conocimiento de ciertos aspectos geológicos del yacimiento; lo que hace es proporcionar modelos consistentes de acuerdo a la información que se tenga, maximizar el uso de los datos obtenidos acerca del yacimiento y valorar la incertidumbre.

Normalmente los datos para el modelamiento son obtenidos de muestras de roca, registros eléctricos, sísmica, pruebas de presión, correlación a partir de campos similares o con datos obtenidos a partir de afloramientos.

## 2. GENERALIDADES DEL YACIMIENTO

Con el fin de facilitar el entendimiento del análisis realizado en este trabajo, se hace necesario mencionar ciertas características básicas del yacimiento analizado tales, como los son: la geología del yacimiento, las propiedades de los fluidos y las propiedades petrofísicas de la roca.

### **Geología**

El yacimiento analizado está conformado por rocas de edad Eoceno y Oligoceno. Son arenas deltáicas pobremente consolidadas. El mecanismo de empuje es hidráulico natural activo.

La región de los Llanos donde se encuentra ubicado el campo de estudio (AF) es un flanco monoclinal de cuenca que desciende en dirección sur-oeste con buzamientos muy leves. La geología estructural en general contiene fallamiento de tipo normal con dirección noreste-suroeste cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran hasta sedimentos Terciarios. La cuenca de los Llanos se caracteriza también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante. Está compuesta por pliegues anticlinales con cabeceo sudoeste unidos entre sí por una área sinclinal. Estos pliegues son estructuras de buzamientos leves.

Análisis geoquímicos realizados en muestras de petróleo del Campo indican que la Roca Generadora proviene principalmente de sedimentos marinos ricos en materia orgánica, a diferencia de los crudos producidos por otros campos ubicados en áreas cercanas en la misma cuenca. La fuente de generación del petróleo producido en el área aún no ha sido definida, se cree que esta fuente pudo ubicarse en sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca, es decir en el Piedemonte Llanero.

El entrapamiento de aceite esta controlado en general por las fallas, sin embargo, algunas acumulaciones de hidrocarburos son de carácter sedimentario.

### **Propiedades Petrofísicas**

La evaluación de las propiedades petrofísicas del se ha llevado a cabo con un minucioso análisis de un completo set de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos de estas áreas. Adicionalmente, en los corazones disponibles se han realizado pruebas de rutina para obtener porosidad y permeabilidad de las arenas, así como análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento.

Debido a la gran cantidad de tiempo que el campo lleva produciendo se cuenta con bastante información.

**Porosidad.** Los datos de porosidad que se utilizaron para realizar el presente análisis,

fueron tomados de los registros eléctricos de los diferentes pozos involucrados en el estudio.

Los valores de porosidad de el área de estudio son altos observándose porosidades entre 19% - 25%.

**Permeabilidad.** Los valores de permeabilidad que se tienen del campo se han determinado con base en análisis de presiones obtenidos en pruebas de formación, de producción y análisis de corazones. Para este caso en particular las permeabilidades se calcularon a partir de la relación porosidad - permeabilidad obtenida de los núcleos hallando una correlación exponencial.

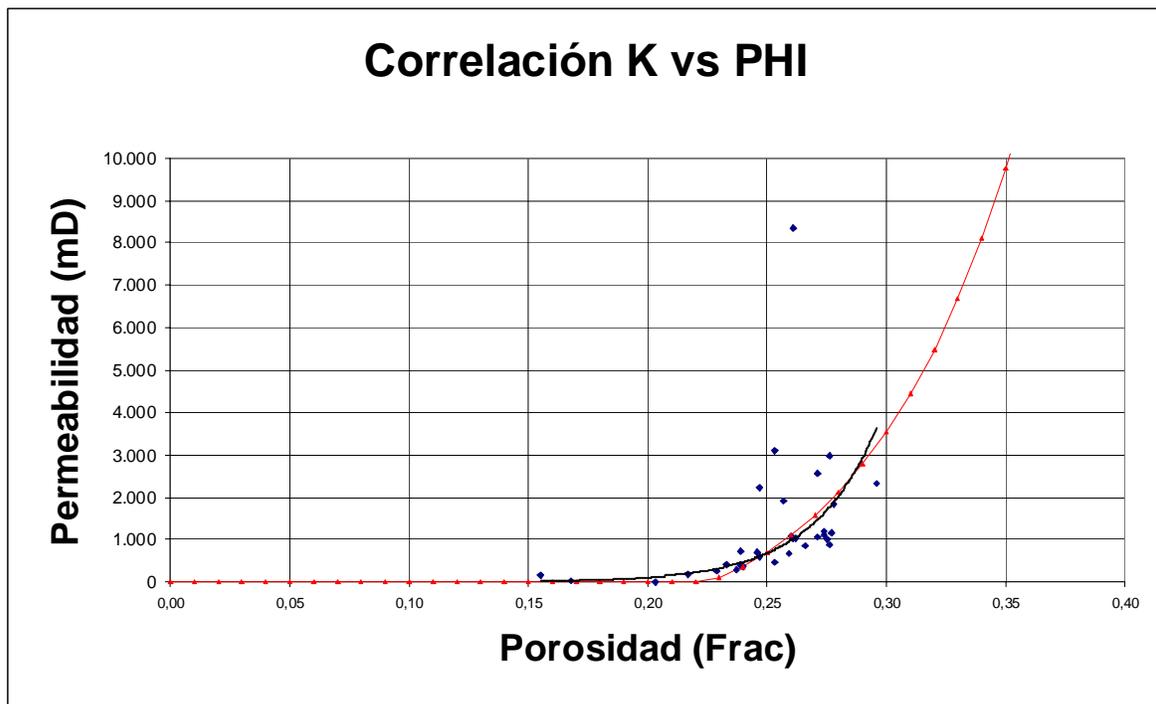


Figura 7. Correlación Porosidad - Permeabilidad

**Saturación de los Fluidos.** Los análisis de las muestras indican que las formaciones petrolíferas se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja y por consiguiente sólo fluidos líquidos, petróleo y agua, están contenidos en ellas.

Las saturaciones de agua y petróleo se determinan con base en la interpretación petrofísica de los registros eléctricos utilizando algoritmos que incorporan parámetros de porosidad, arcillosidad, modelos de saturación y correlación con pozos existentes.

Una saturación residual de petróleo ( $S_{or}$ ) promedio del 18% ha sido determinada para la Formación a ser estudiada. Este valor se determinó con base en permeabilidades relativas para el sistema de drenaje.

## **Propiedades del Petróleo**

Los análisis PVT muestran que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 psi), lo que indica la presencia solo de fases líquidas en el yacimiento.

Es un yacimiento de aceite negro, cuya energía está constituida por un empuje lateral de agua, el cual le da un buen soporte y mantenimiento de presión a la estructura; el petróleo tiene una presión de burbuja aproximadamente de 50 psi y una relación Gas Petróleo entre 5 y 8 pies cúbicos de gas por barril fiscal de petróleo (SCF/STB), la presión inicial de yacimiento es de 3,200 psi, y la temperatura inicial de yacimiento es de 207 °F. El bajo contenido de gas contribuye a la baja compresibilidad del petróleo por lo cual se espera un mínimo aporte de energía al yacimiento por expansión del petróleo. La gravedad API, varía entre 26.9 y 32.4 API a condiciones de superficie.

De las condiciones del yacimiento se concluye que este es sub-saturado, no volumétrico, de petróleo negro.

### 3. METODOLOGÍA ESTRUCTURADA

La metodología presentada esta compuesta de diferentes procesos los cuales tienen como fin ayudar a identificar tendencias locales de comportamiento, que nos pueden ayudar a identificar oportunidades para incrementar la producción de aceite de un yacimiento.

Para poder realizar un correcto análisis por medio del uso de la metodología se deben agrupar los pozos por campo o estructura y por arena en la cual estén completados o hayan estado completados, con el fin de tener condiciones posibles de comparar. Para ello debemos tener datos tales como historias de producción de aceite, agua gas, datos de presión. Índices de productividad, espesores de arena, etc.

**Teniendo los diferentes datos, se aplican procesos que permiten encontrar patrones de comportamiento cuyo análisis termina en la toma de decisiones y planteamiento de acciones de optimización.** Se debe hacer énfasis en que para poder llegar a una conclusión o tomar una decisión debe haber soporte de varios procesos individuales ya que uno solo puede ser afectado por condiciones operacionales, como lo puede ser la diferencia de tiempo en la que hayan sido completados los pozos o el cierre parcial del campo, errores de medición, transientes de presión al activar pozos nuevos o cerrar pozos antiguos, entre otros.



A continuación se realizará una descripción de cada uno de los procesos aplicados al campo y luego las conclusiones a las que se llegó a partir de su análisis.

## 3.1 PROCESOS

### 3.1.1. Índice de heterogeneidad (HI)

El análisis del HI es el proceso de comparar los desempeños de los pozos individuales pertenecientes a un grupo con el desempeño promedio de dicho grupo (Región, Campo o bloque) en un tiempo dado. Es recomendable agrupar los pozos por entes relacionados (campo o estructura y unidad completada), y realizar el análisis para cada unidad. En este análisis comparamos las tasas de petróleo, gas y agua a nivel del pozo (en el presente caso el yacimiento solo produce agua y petróleo ya que es subsaturado), con el fin de identificar aquellos pozos con sub-desempeño o sobre-desempeño.

El HI se define como:

$$HI = \frac{value_{Pozo}}{value_{Promedio\_de\_los\_Pozos}} - 1$$

Donde *value* puede ser caudal de agua, de fluido o de petróleo, producción acumulada, GOR o corte de agua. Otros valores que se pueden usar para calcular el HI son parámetros como K o KH (pueden ser dependientes o no del tiempo), la presión (de fondo o de la cabeza del pozo), P/Z (gas), viscosidad, etc. La limitación siempre será la disponibilidad de datos. Cuando HI es mayor a cero indica que el pozo tiene un desempeño superior al promedio y cuando es menor que cero, quiere decir que el desempeño es menor que el promedio. Las tasas de aceite y agua por unidad de arena completada se pueden obtener de las pruebas de producción (PLTs) que se hayan realizado.

Para realizar un correcto análisis del índice de heterogeneidad es mejor usar un HI acumulado a través del tiempo y graficar  $HI_{acumulado}$  de producción de petróleo vs.  $HI_{acumulado}$  de producción de agua. Donde el  $HI_{acumulado}$  será:

$$HI_{acumulado} = \sum_{t=1}^i HI = \sum_{t=1}^i \left[ \frac{value_{Pozo\_al\_tiempo\_i}}{value_{Promedio\_de\_los\_Pozos\_al\_tiempo\_i}} - 1 \right]$$

Donde  $HI_{acumulado}$  es el índice de heterogeneidad acumulado para el número de meses *i*,  $value_{Pozo\_al\_tiempo\_i}$  es el valor del parámetro del pozo al tiempo *i* y  $value_{Promedio\_de\_los\_Pozos\_al\_tiempo\_i}$  es el valor promedio de todos los pozos al tiempo *i*.

El  $HI_{acumulado}$  se calcula para cada pozo desde el primer mes de producción hasta el tiempo actual o hasta cuando se haya registrado la última fecha de producción.

La grafica de  $HI_{acumulado}$  de producción de petróleo vs.  $HI_{acumulado}$  de producción de agua es llamada “Cross hair plot”.

Debido a que en DSS no era posible realizar estos cálculos fue necesario realizar un Query que pudiera ayudar a hacer esta grafica. Este Query fue realizado gracias a la colaboración del soporte técnico de Landmark.

El cross hair plot se hizo para el campo y la unidad seleccionada para el estudio se hace el grafico.

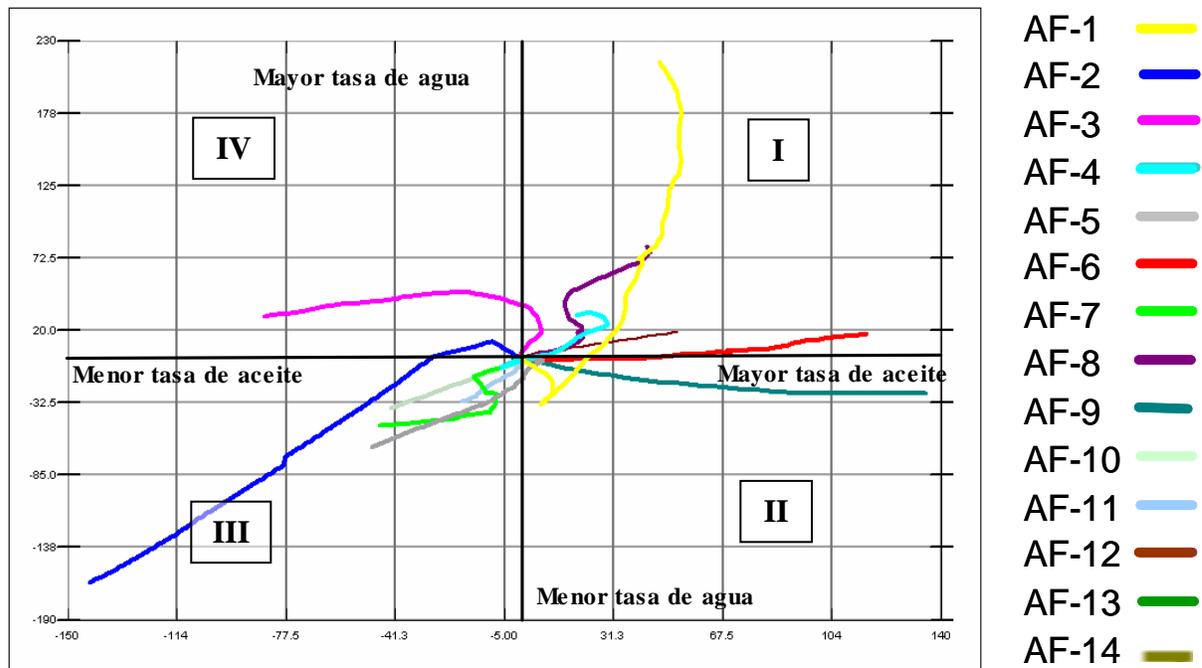


Figura 8. Cross hair plot Campo ‘AF’ unidad G1

Los “Cross-Hair plots” son se habían propuesto para estudios similar en las publicaciones 1, 2 y 3 mencionadas en la bibliografía, estos son gráficas de dispersión (o gráficas X-Y) con el valor acumulado a través del tiempo de los índices de heterogeneidad (HI) en los dos ejes. Generalmente la escala se establece para que el origen de los ejes, que es el punto donde yace el promedio (o la línea “0”), esté en la mitad de la gráfica. Los índices de heterogeneidad y las “Cross-Hair plot” de producción identificarán 4 cuadrantes los cuales identifican 4 comportamientos diferentes.

El primer cuadrante muestra aquellos pozos con productividad tanto de petróleo como de agua por encima del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a workover, (Sin embargo pueden ser candidatos para control de agua).

Los pozos en el segundo cuadrante tienen el mejor desempeño, ya que tienen tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a ningún trabajo sin embargo pueden estar en zonas de alto rendimiento en las cuales se pueden perforar nuevos pozos o completar pozos existentes.

El tercer cuadrante muestra los pozos con tasas de petróleo y de agua por debajo del promedio, siendo esos los peores pozos en términos de productividad total y candidatos potenciales a estimular o recobro mejorado.

En el cuarto cuadrante, los pozos con tasa de petróleo por debajo del promedio y tasa de agua por encima del promedio son generalmente los primeros candidatos para tratamientos de control de agua tales como aislamientos de intervalos acuíferos para lo cual se recomienda primero adquirir información de Pruebas de producción (PLT) que soporte las decisiones.

Así, considerando las propiedades del yacimiento y teniendo en cuenta el cross hair plot, podemos definir que los pozos en el cuadrante I y II tienen un desempeño superior a los que se encuentran en el cuadrante III y IV. Por ejemplo los pozos AF-06 y AF-09 es uno de los que tiene mejor desempeño; mientras que el pozo AF-02, tiene tasas tanto de aceite como de agua inferiores al promedio ya que se encuentran en el III cuadrante.

Fue necesario revisar la producción de arena de los pozos que se encontraban en el tercer cuadrante ya que talvez estos pozos tuvieran tasas de agua y aceite debajo del promedio para controlar la producción de arena.

### **3.1.2 Mapas de Drenaje o recobro**

Los mapas de drenaje o de recobro tienen como objetivo dar al ingeniero una idea de cómo puede ser la saturación de fluidos cuando los pozos hayan drenado la mayor cantidad de reservas del yacimiento. En este caso estos mapas se hacen para la unidad de arena productora que esta siendo estudiada.

El drenaje se puede calcular a partir del EUR (Recobro final estimado) o el aceite acumulado y el OOIP (aceite Original in situ). El EUR es calculado a partir de curvas de declinación y el OOIP puede ser calculado a partir de cálculos volumétricos, usando la ecuación

$$OOIP = \frac{7758 * \pi * \Phi * (1 - S_w) * h * r_e^2}{B_o}$$

El radio de drenaje puede ser establecido analíticamente o basado en la producción acumulada de un pozo que esté cerca del límite económico. La saturación de agua y el netpay puede ser calculados de los Registros eléctricos. Es necesario tener en cuenta que todos los pozos han sido perforados en momentos diferentes, por ende hacer un mapa de OOIP calculando este con datos de registros tomados en tiempos diferentes no va a ilustrar una condición real de la cantidad de reservas en el yacimiento (Normalmente los primeros pozos tienen un Netpay muy alto), ya que los primeros pozos van a tener una mayor cantidad de reservas que los últimos que hayan sido perforados cuando el yacimiento ya se encuentra en la etapa de desarrollo, Algo muy parecido a lo que le sucede al EUR, este para los primeros pozos va a ser mas alto que para los primeros, ya que un pozo tiene mas

reservas que drenar al inicio de la vida productiva del yacimiento que cuando ya existen varios pozos que llevan varios años produciendo, Lo mismo pasa con el aceite acumulado, es evidente que los pozos que lleven mas tiempo produciendo deben ser los que tengan una mayor producción acumulada. Teniendo en cuenta lo anterior al dividir el EUR o el aceite Acumulado por el OOIP, se están normalizando los efectos del tiempo que lleve produciendo el pozo, así podemos decir que nuestro mapa de drenaje nos esta dando una idea de como podría estar distribuido espacialmente el aceite en nuestro yacimiento.

El calculo del OOIP también puede realizarse usando el area que se cree que el pozo va a drenar, o a partir de las grillas de simulación, si se tienen disponibles

El Calculo del EUR se realizo utilizando Curvas de declinación en DSS, las cuales fueron realizadas para cada pozo completado en la unidad productora de interés (G1), teniendo en cuenta un limite económico previamente evaluado (Ejemplo 30 BOPD). Otro parámetro importante a tener en cuenta es el índice de declinación, del cual hablaremos más adelante. DSS contiene los diferentes modelos de curvas de declinación: lineal, Exponencial, hiperbólico y armónico. Por experiencia de los ingenieros que conocen el campo el modelo de declinación que mejor describe el comportamiento de los pozos es hiperbólico.

Para poder realizar un análisis de declinación de un campo, es necesario tener un previo conocimiento del comportamiento del campo y tener en cuenta las condiciones bajo las cuales esta produciendo el pozo. En el Anexo se muestran las pautas que se tuvieron en cuenta para el análisis de las curvas de declinación.

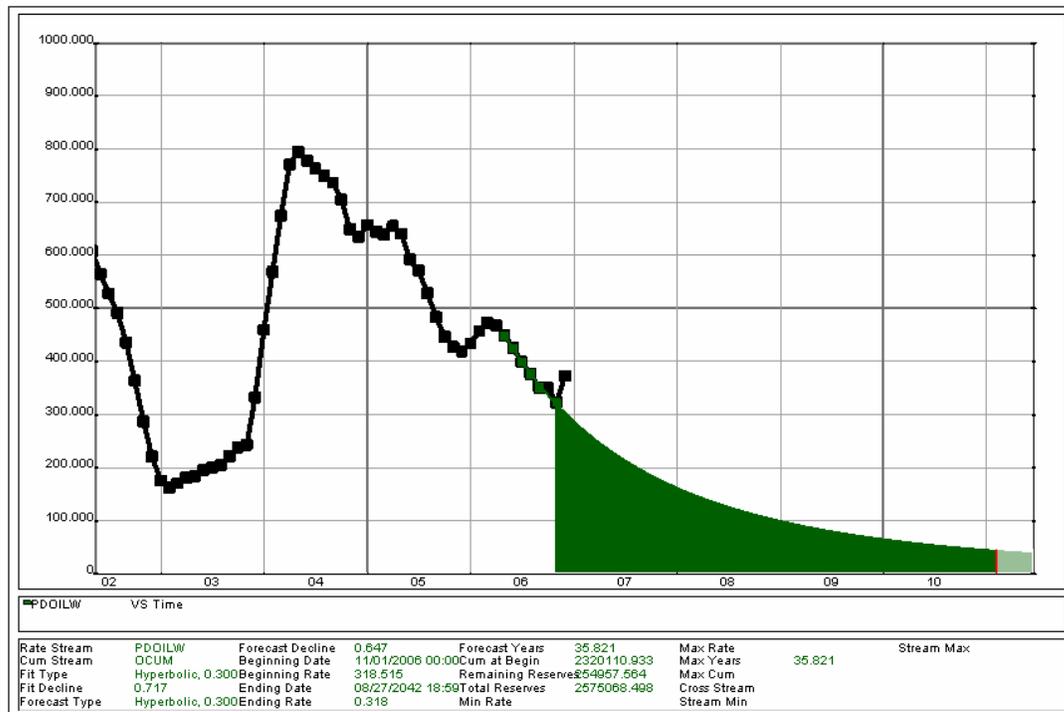


Figura 9. Ejemplo de la aplicación de las curvas de declinación

Luego de tener estos parámetros evaluados procedemos a realizar el mapa utilizado un

algoritmo de interpolación espacial, la aplicación DSS lleva incorporada un algoritmo de interpolación espacial conocido como Krigging, la cual fue utilizada para realizar los diferentes mapas presentados en este trabajo. Con el fin de tener una forma rápida de identificar anomalías se recomienda **normalizar las variables EUR, Aceite acumulado y OOIP**, los mapas normalizados son una forma rápida para encontrar anomalías en un yacimiento además trabajar sobre estas variables normalizadas permitirá trabajar los datos sobre la misma base, para que sean comparables (el EUR normalizado esta entre valores de 0 a 1 al igual que el OOIP normalizado). El método es rápido y fácil de usar porque este solo requiere dividir los datos por el máximo valor y hacer un mapa en una escala de 0 a 1.

$$Drenaje\_Actual = \frac{Produccion\_de\_aceite\_Acumulado\_Normalizada}{OOIP\_Normalizado}$$

o

$$Drenaje\_a\_EUR = \frac{EUR\_Normalizado}{OOIP\_Normalizado}$$

La primera ecuación da una idea acerca de la distribución actual de aceite en el yacimiento, y la segunda nos puede dar la distribución de aceite cuando los pozos actualmente perforados bajo las condiciones actuales hayan drenado la mayor cantidad de aceite posible de esta unidad.

Así con ayuda de estos Mapas podemos identificar áreas que posiblemente no hayan sido eficientemente drenadas y contengan reservas aun, debido a que este es un procesos analítico es recomendable soportar esta conclusión en otros procesos. Este mapa debe tener los pozos donde la arena no ha sido completada aun con el fin de evaluar también la posibilidad de un WO en la unidad de arena estudiada.

El mapa obtenido para la unidad de se muestra en la figura 10.

Con ayuda de la escala de colores podemos ver las zonas menos drenadas (Encerradas en Círculos), y en las cuales podría haber oportunidad de completamiento. Al combinar los mapas de drenaje de todas las unidades productoras del campo se puede encontrar áreas con mayor cantidad de reservas y proponer locaciones para nuevos pozos.

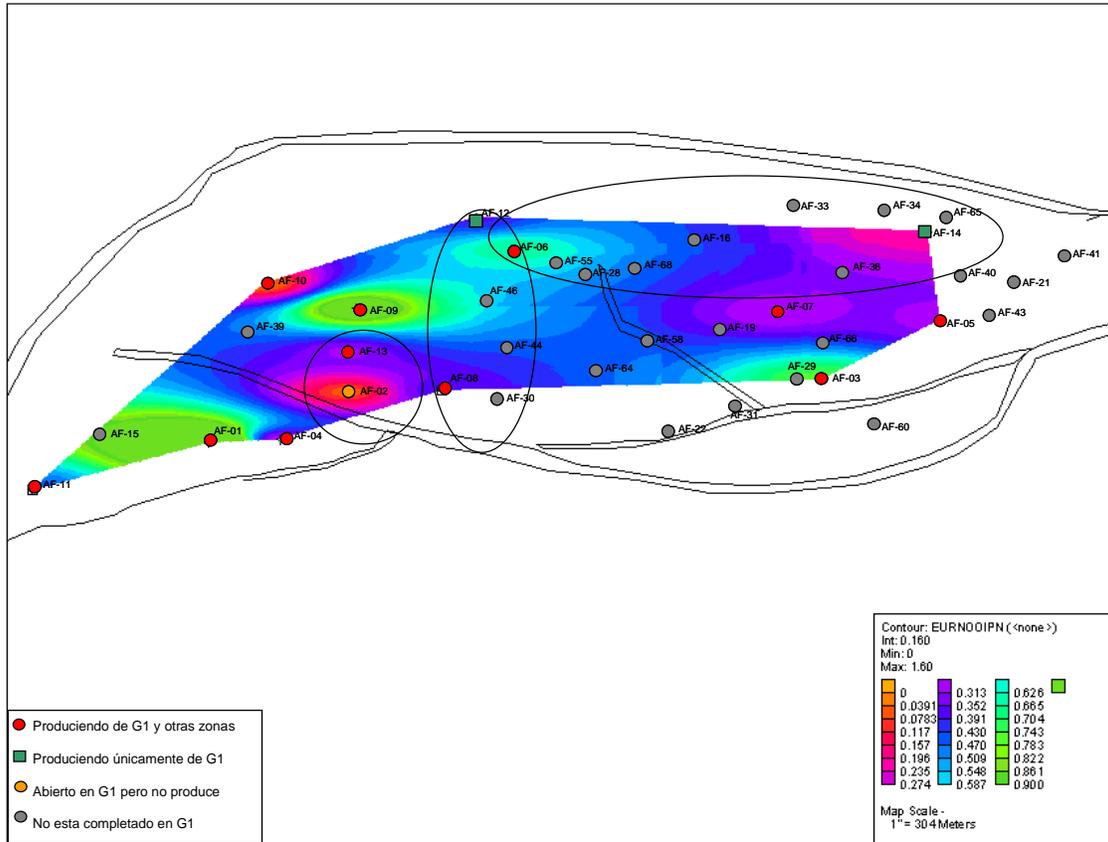


Figura 10. Mapa de drenaje o recobro usando variables normalizadas Campo 'AF' unidad G1

### 3.1.3 Mapas de Depletamiento de producción

Los mapas de depletamiento de producción son una forma rápida de ver el estado actual de desarrollo del yacimiento e identificar áreas donde este sea bajo, puede ser un complemento de los mapas de drenaje. La idea de usar estos mapas para este estudio esta basada en la referencia 4, presentada en la bibliografía.

El depletamiento de producción de un pozo se define como:

$$Depletion = \frac{CumOil}{EUR}$$

Este tipo de mapas tienen en cuenta que no todas las reservas van a ser recuperadas del yacimiento. El algoritmo de interpolación que se usó también fue Krigging.

Así, se hace fácil identificar las zonas maduras que son las que tienen más alto depletamiento de las que podrían tener aun potencial de producción en el futuro.

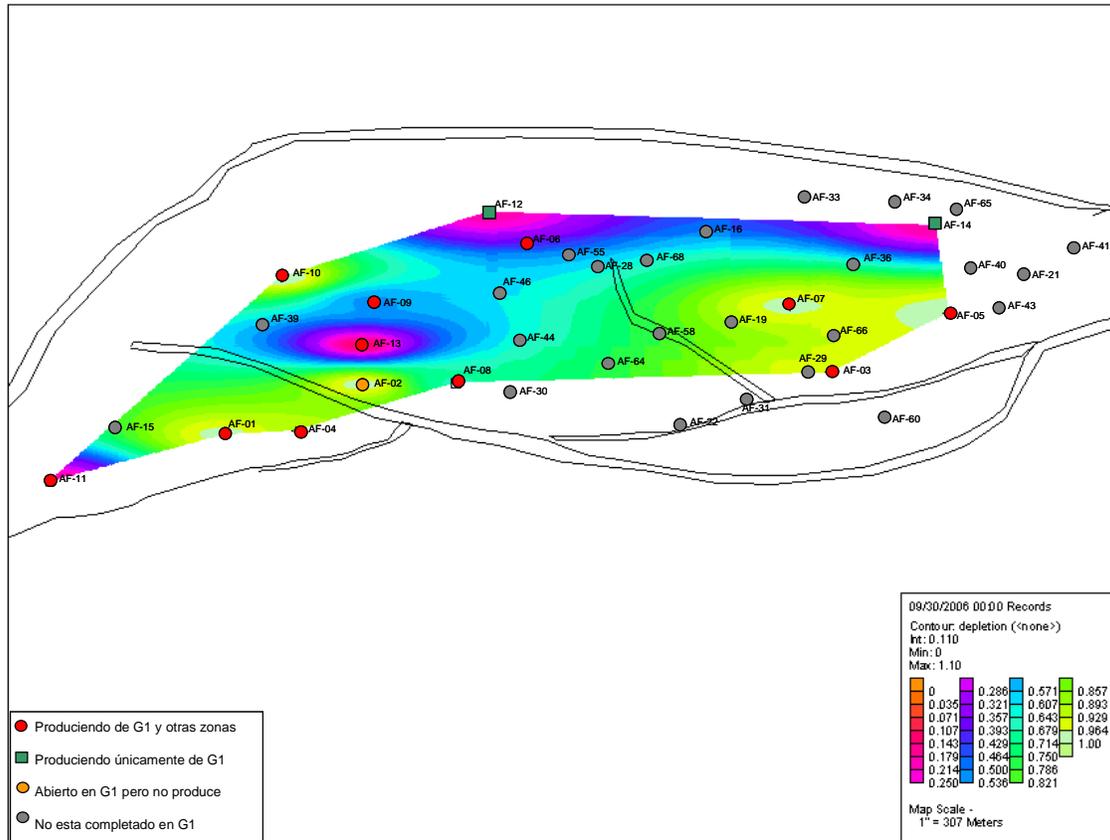


Figura 11. Mapa de depletamiento Campo 'AF' unidad G1

Aunque pueda haber sectores con muy alto depletamiento no necesariamente quiera decir que la zona no tenga potencial, ya que el EUR del pozo incluye el flujo de todas las zonas que están produciendo.

### 3.1.4 Mapas de Índice Declinación

La declinación es calculada a partir de las mismas curvas de declinación realizadas para el cálculo del EUR.

Los mapas de declinación inicial pueden llegar a ser una herramienta para encontrar reservas siempre y cuando se tengan en cuenta todas las variables que influyen sobre esta, tales como lo son la tasa de extracción de fluidos, el tiempo de producción del pozo u el EUR. Normalmente una declinación pequeña puede estar relacionada con una acumulación de aceite que está siendo extraída a una baja tasa con respecto a la cantidad de reservas disponibles para este pozo (posiblemente se pueda aumentar la tasa de extracción), teniendo en cuenta que la tasa de extracción puede estar limitada por la producción de arena, por la posibilidad de aumentar el corte de agua súbitamente o por limitación del tipo de levantamiento artificial, un índice de declinación muy alto puede estar relacionado con áreas donde haya una acumulación de reservas relativamente pequeñas. Es necesario considerar también el tiempo de producción que lleven los pozos en estas arenas, ya que al inicio de la vida productiva del pozo la declinación es

mayor, y que esta no ha estabilizado, es recomendable hacer curvas de declinación con los pozos que ya tengan una producción estabilizada, de lo contrario el ingeniero deberá tener en cuenta esto a la hora de realizar el análisis.

$$Di \propto \frac{Q_o}{EUR}$$

Para realizar Este mapa es necesario contar con todas las curvas de declinación de los pozos que se encuentren completados produciendo de determinada zona. Es recomendable normalizar el índice de declinación (tomar cada declinación y dividirla por el valor mayor), con el fin de identificar hacer mas fácil el análisis del mapa.

En este mapa podemos resaltar dos pozos, el AF-01 el cual lleva mas tiempo de producción que los otros pozos por lo cual su declinación ya ha estabilizado, y el pozo AF-10 el cual tiene una declinación muy alta con respecto a los demás y no es un pozo nuevo, lleva más de dos años en producción, lo cual si puede ser indicador que este pozo esta drenando una acumulación de reservas pequeña con respecto a la tasa de extracción que tiene el pozo.

Estos mapas deben ser trabajados con precaución, y cualquier observación o conclusión a la que se llegue a partir de este análisis debe ser soportada por otros procesos, o análisis de cualquier tipo.

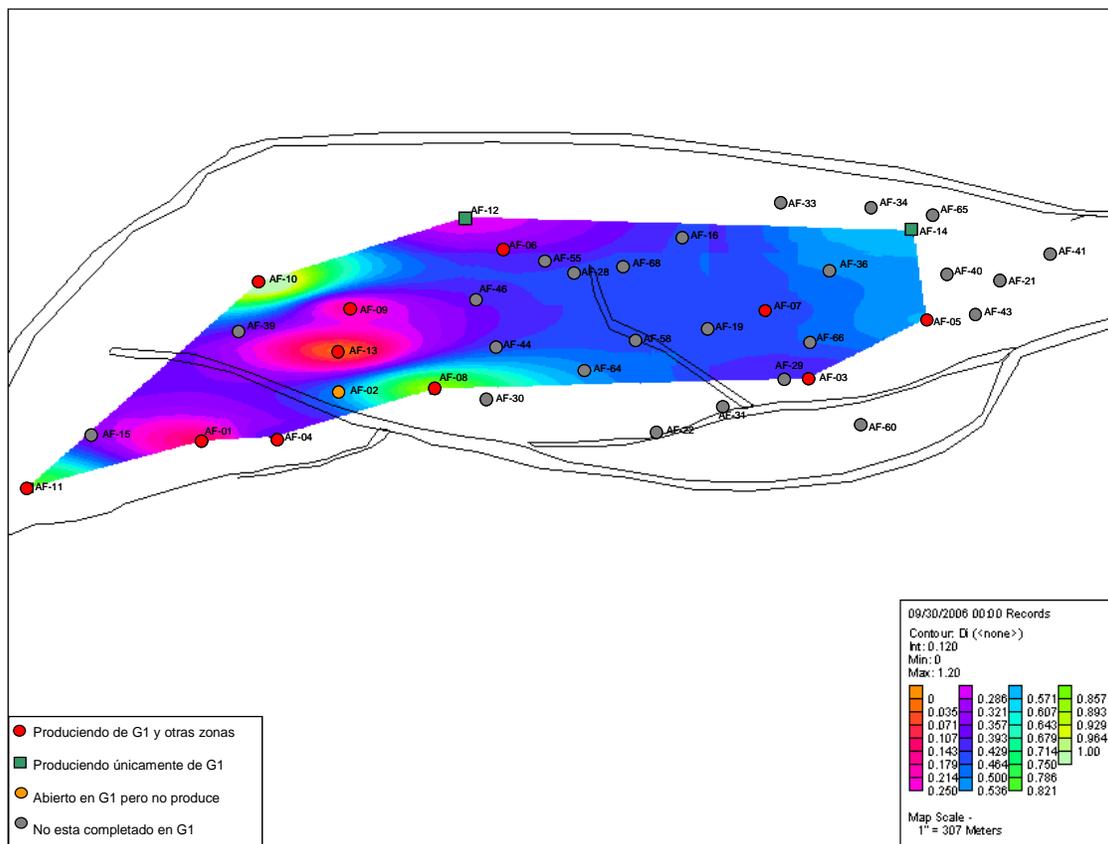


Figura 12. Mapa de declinación Normalizado Campo 'AF' unidad G1

### 3.1.5 Mapas de Burbuja

En este trabajo se plantean tres mapas de burbuja que ayudan a visualizar la magnitud areal del recobro de los pozos de forma analítica. Los mapas propuestos son: de aceite acumulado, de tasa de aceite promedio y uno de radio de drenaje.

#### 3.1.5.1 Aceite Acumulado

Los mapas de burbuja de aceite acumulado permiten identificar de forma ágil los pozos que mas han producido aceite en el área de estudio. Es necesario tener en cuenta que los pozos que tengan mayor tiempo en producción van a tener una mayor cantidad de aceite acumulado.

En la figura 13 se presenta el mapa que se obtuvo utilizando DSS

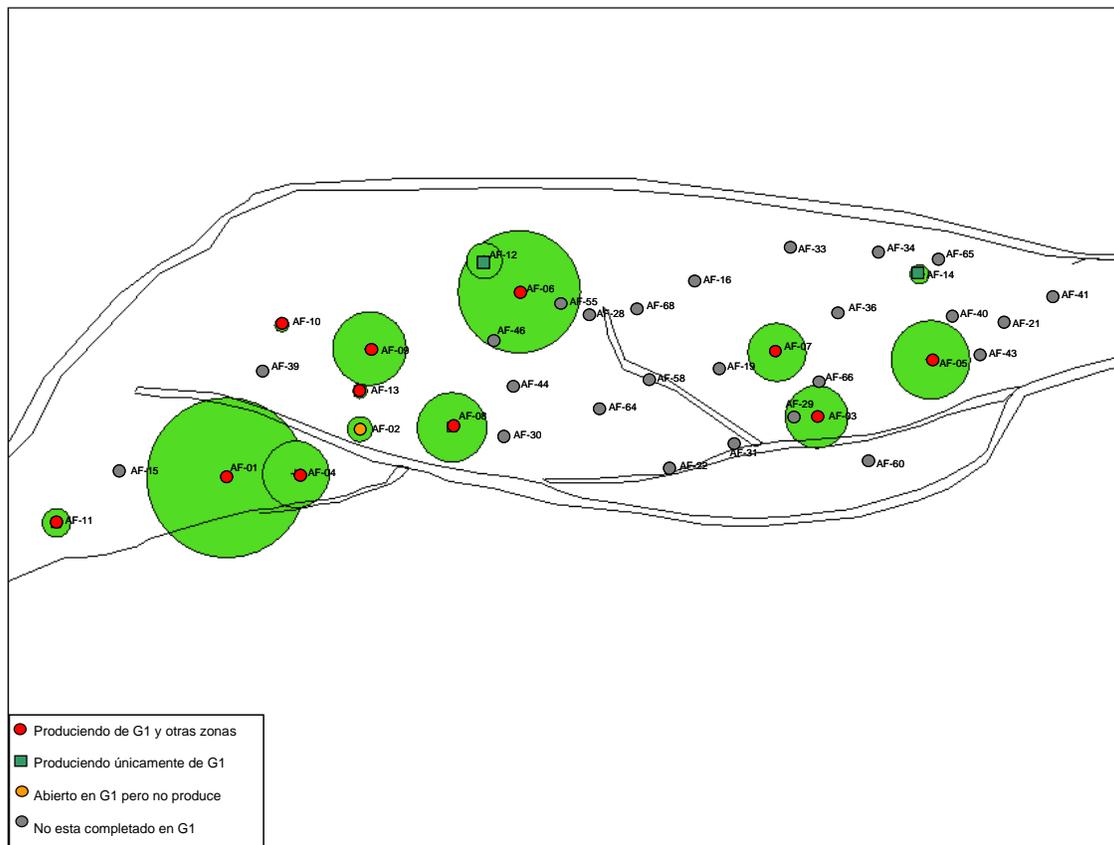


Figura 13. Mapa de burbuja de aceite acumulado Campo 'AF' unidad G1

#### 3.1.5.2 Tasa de aceite promedio

El aceite promedio es otra forma de evaluar el desempeño de pozos a través del todo el tiempo de producción. La tasa de aceite promedio se define como el cociente entre el aceite acumulado del pozo y el número de días activos del pozo.

$$\bar{Q}_o = \frac{CumOil}{CumDays}$$

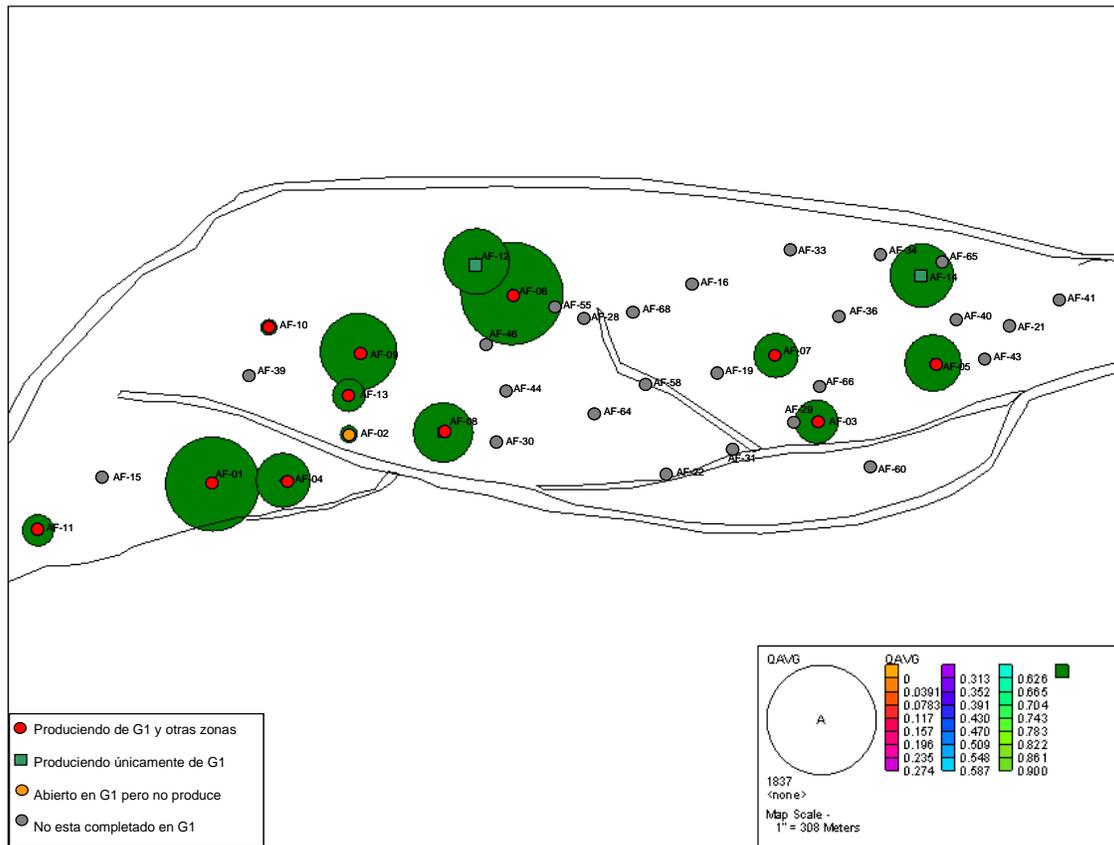


Figura 14. Mapa de burbuja de Tasa de aceite promedio Campo 'AF' unidad G1

Es claro que los pozos que se hayan perforado primero como en el caso de AF-1 van a tener un mejor de desempeño promedio ya que van a tener una mayor cantidad de aceite para drenar, aun así la burbuja de AF-1 es comparable a los pozos nuevos que tienen un tiempo de producción muy corto pero una producción acumulada grande, indicando que el pozo ha tenido un buen desempeño. Las burbujas de menor tamaño saltan a la vista, lo que hace posible identificar los pozos con el desempeño más pobre.

### 3.1.5.3 Radio de Drenaje

El radio de drenaje, puede ser utilizado para diferenciar las áreas drenadas por los pozos de las áreas que aun no han sido drenadas. Este es obtenido a partir de cálculos volumétricos:

$$N_p = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \text{Phi} \cdot (1 - S_w - S_{or})}{B_{oi}} \quad [STB]$$

despejando  $r_{ev}$

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{\text{CumOil} \cdot B_{oi}}{7758 \cdot \pi \cdot h \cdot \text{Phi} \cdot (1 - S_w - S_{or})}} \quad [ft]$$

Así se puede obtener un radio de drenaje pero hay que tener en cuenta que este es un radio de drenaje volumétrico analítico que no representa la forma real como físicamente se han desplazado los fluidos hacia el pozo, ya que esto depende de la geometría del yacimiento y de la entrada de agua. Adicionalmente hay que considerar que el hecho de que se intercepte con otro no quiere decir que haya interferencia entre los pozos. También se puede usar el EUR en vez del  $N_p$  (Aceite Acumulado). En este caso se utilizó el Aceite acumulado Para realizar este Cálculo.

En la figura 15 se puede ver que el radio de drenaje más amplio es el de AF-01, esto se puede explicar teniendo en cuenta que es el pozo que lleva más tiempo de producción, además que el mecanismo de empuje es un acuífero activo, lo que puede ocasionar que el aceite que esta siendo extraído por el pozo viene de un región diferente a la que muestra el área de drenaje hallada con ayuda del radio calculado, posiblemente el área de drenaje sea bastante irregular, o que el aceite que esta siendo producido por este pozo sea consecuencia de una falla con alta transmisibilidad. Debido a lo expuesto anteriormente podemos concluir que la forma tan irregular como es drenado el yacimiento, va a limitar mucho el uso de este proceso para este yacimiento.

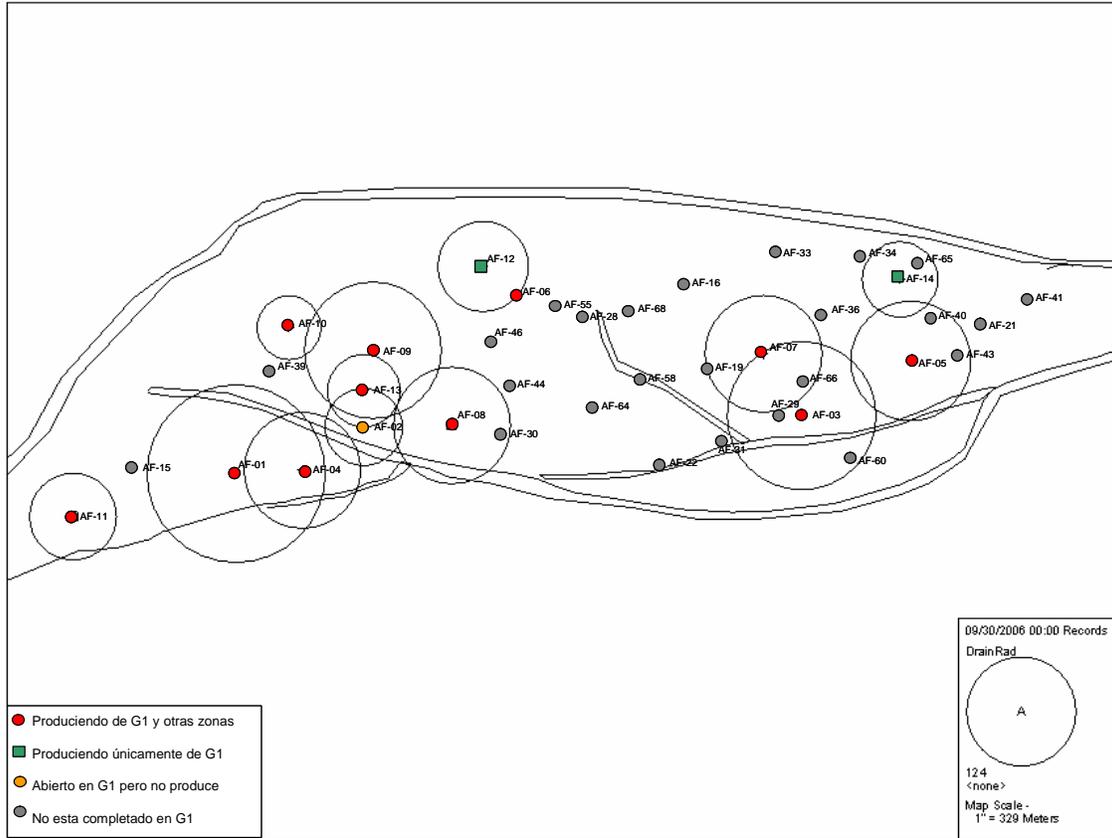


Figura 15. Mapa de radio de drenaje Campo 'AF' unidad G1

### 3.1.6 Índice de eficiencia de completamiento (CEi)

Para este proceso se define el completamiento como la comunicación entre cada uno de los estratos y el pozo. Esta técnica de análisis utiliza varios de los mismos cálculos desarrollados con el análisis HI anteriormente descrito. El análisis CEi es el proceso de integrar las propiedades petrofísicas de la roca (HI de las propiedades de la roca) cerca de la pared del hueco, con la productividad (HI de petróleo acumulado), entonces CEi será:

$$CEi = HI_{fluid} - HI_{rock}$$

Donde

$$HI_{rock} = \frac{(\phi * h)_{pozo}}{(\phi * h)_{promedio}} - 1 = \frac{(k * h)_{pozo}}{(k * h)_{promedio}} - 1$$

El  $HI_{fluid}$  es el término que depende del tiempo y el  $HI_{rock}$  es constante a lo largo de la vida de producción del pozo. Este índice debe ser usado teniendo en cuenta el comportamiento del pozo poco tiempo después de que este haya sido puesto en producción de un intervalo dado, ya que la producción a largo plazo depende de la geometría y de los

limites del yacimiento. Cuando  $CEi$  es mayor que cero indica que la roca tiene una calidad relativamente baja con respecto a la producción de ese pozo. Cuando es menor que cero indica que la calidad de roca es relativamente alta y la producción es baja para esa calidad de roca. El  $CEi$  Puede ser utilizado para evaluar la calidad de un completamiento pero esta no es la única forma de evaluar el la calidad del completamiento también se puede evaluar con base en las gráficas “Cross-Hair” del HI de las propiedades petrofísicas de la roca vs el HI del petróleo acumulado o caudal de petróleo, los pozos de la misma campaña de perforación se definen claramente en cuatro cuadrantes. Los pozos en cada cuadrante se clasifican por categorías de desempeño de producción de petróleo y calidad de la roca del estrato. Estas gráficas “Cross-Hair”, cuando se usan conjuntamente con mapas de ubicación de pozos, se puede definir un comportamiento regional de productividad ubicando zonas de al rendimiento de los pozos. Un  $CEi$  alto puede estar relacionado con un buen soporte de presión, una saturación de aceite alta o tal vez una buena movilidad de aceite. Un  $CEi$  bajo puede estar relacionado con problemas de skin.

En la figura 16 se ve una grafica de  $CEi$  vs tiempo en días, es importante resaltar que este índice es valido tenerlo en cuenta para los últimos pozos que hayan sido puestos en producción en la unidad productora estudiada, ya que al principio de la producción del yacimiento la cantidad de pozos con la que se evalúa el  $HI_{fluid}$  es insuficiente para compararlo con el  $HI_{rock}$  de todos los pozos, mientras que en los últimos pozos el  $HI_{fluid}$  es mas representativo de los pozos que están explotando el yacimiento. En la figura 16 se puede identificar los pozos que tienen mejor eficiencia de completamiento y se ve que para el pozo AF-01 hay una línea Recta al principio de la producción del pozo, esto debido a que en ese momento el pozo era el único que estaba produciendo de la unidad productora que se estaba estudiando por lo cual el  $HI_{fluid}$  es igual a cero y en consecuencia el  $CEi$  es igual al  $HI_{rock}$ , este comportamiento se ve hasta que un nuevo pozo entro a producir de esta unidad, momento en el cual el  $HI_{fluid}$  será diferente de cero a menos que la producción de todos los pozo fuese igual. Es importante tener en cuenta también que la entrada de nuevos pozos puede aumentar el promedio de producción del campo en ese momento, y afectar el HI de fluidos, además esto no permite observar bien la tendencia del  $CEi$ , por lo cual se reitera que es más representativo tener en cuenta este índice para pozos Recientes. Este valor también puede depender de las condiciones mecánicas del pozo.

Este índice se encuentra propuesto también en la referencia 5, de la bibliografía

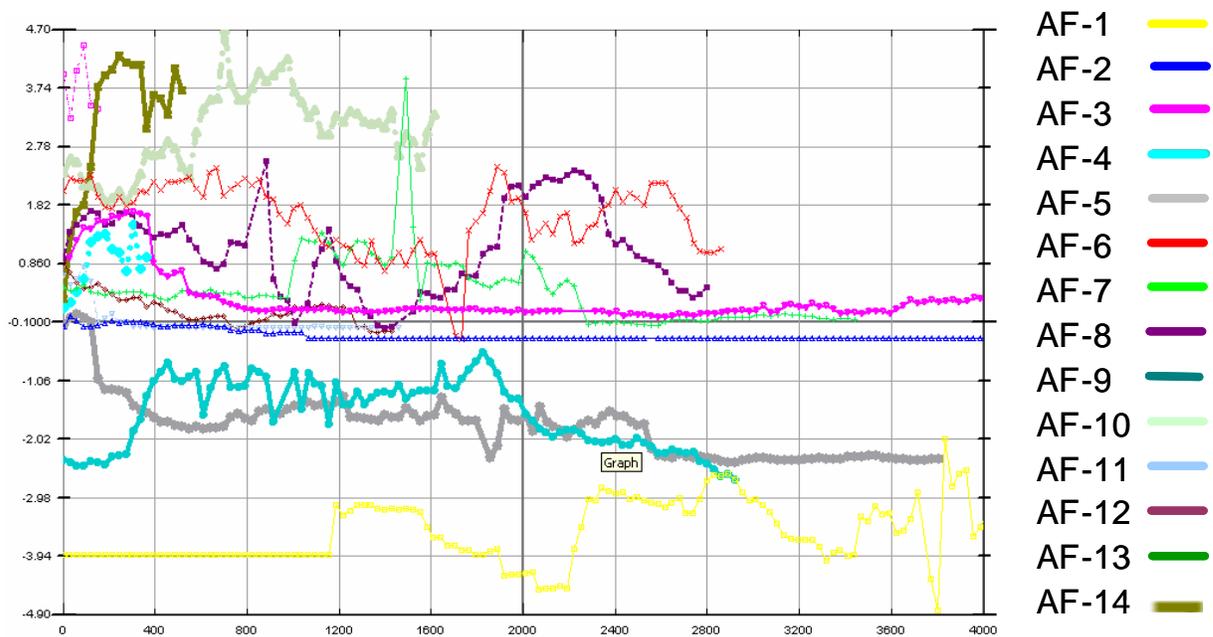


Figura 16. Grafica de Cei vs días acumulados Campo 'AF' unidad G1

### 3.1.7 Mapas de propiedades

Estos mapas presentan la distribución geográfica de algunas propiedades del yacimiento. Las propiedades que se mapearon en este análisis fueron La porosidad, Net pay y capacidad de flujo (KH), estas variables se fueron normalizadas con el fin de identificar rápidamente las zonas con los mejores valores de porosidad, netpay y KH. El fin de estos mapas es encontrar áreas donde se encuentren las mejores condiciones para producir aceite, es importante tener en cuenta que el net pay de un pozo depende de la época en la que haya sido perforado.

K es permeabilidad y H es el espesor de la arena. La permeabilidad fue obtenida a partir de la correlación porosidad - permeabilidad que se ve en la figura 7, la cual fue hallada utilizando los datos de los núcleos obtenidos de diferentes pozos en el campo y la porosidad se consigue de registros eléctricos de cada pozo.

En La figura 17 se observa que el mejor KH de esta unidad se encuentra en los extremos este y suroeste del campo.

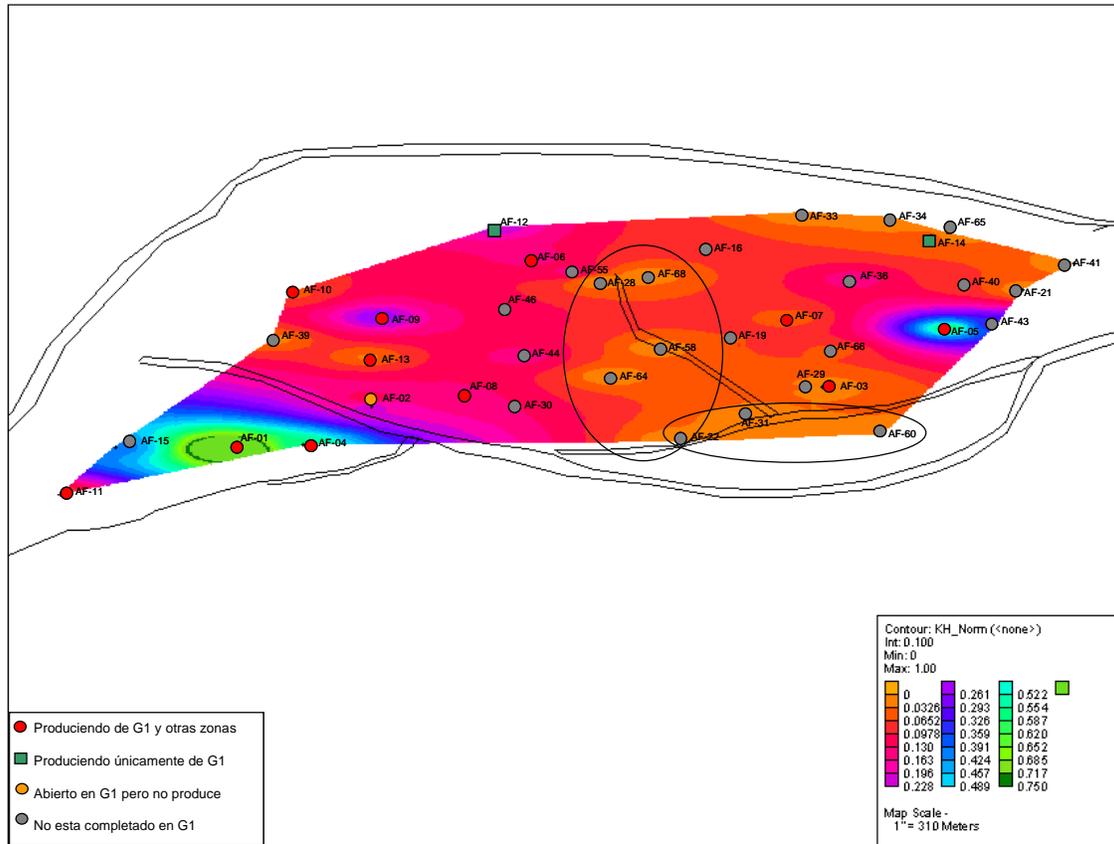


Figura 17. Mapa de KH Normalizado Campo 'AF' unidad G1

En el mapa de porosidad (figura 18) se distinguen las zonas que tienen alta porosidad de la que tienen baja porosidad.

Las áreas encerradas en círculos contienen pozos en los que no se encontró esta unidad en el momento que estos fueron perforados, por lo cual los valores de porosidad y KH para estos pozos aparecen como si fueran 0. La continuidad de esta unidad está siendo afectada por las fallas en la parte central del campo.

El net pay se define como el espesor neto de roca saturado con aceite, con una saturación de aceite que sea rentable producir. Este mapa de net pay fue elaborado con los datos obtenidos de los registros eléctricos en el momento de la perforación, por lo tanto no muestra como están o estuvieron distribuidos los fluidos dentro del yacimiento. La utilidad de este mapa es que muestre si en la zona que hay buenas propiedades de roca, también contenga aceite. Además aunque los datos de netpay sean de diferentes tiempos, esto permite ver cuando un pozo que tuvo un buen netpay en la unidad de interés puede estar drenado, si existe un pozo cercano que haya sido perforado después y muestre un net pay mucho más bajo que el que me mostró el primer pozo.

Estos mapas en conjunta muestran que hacia el Sur este se pueden ver las mejores

propiedades del campo, aun así no son buenos prospectos para ubicar nuevos pozo o realizar trabajos de reacondicionamiento en esta zona ya que si tenemos en cuenta el mapa de drenaje y el de depletamiento indican que en esta zona posiblemente ya fue drenada.

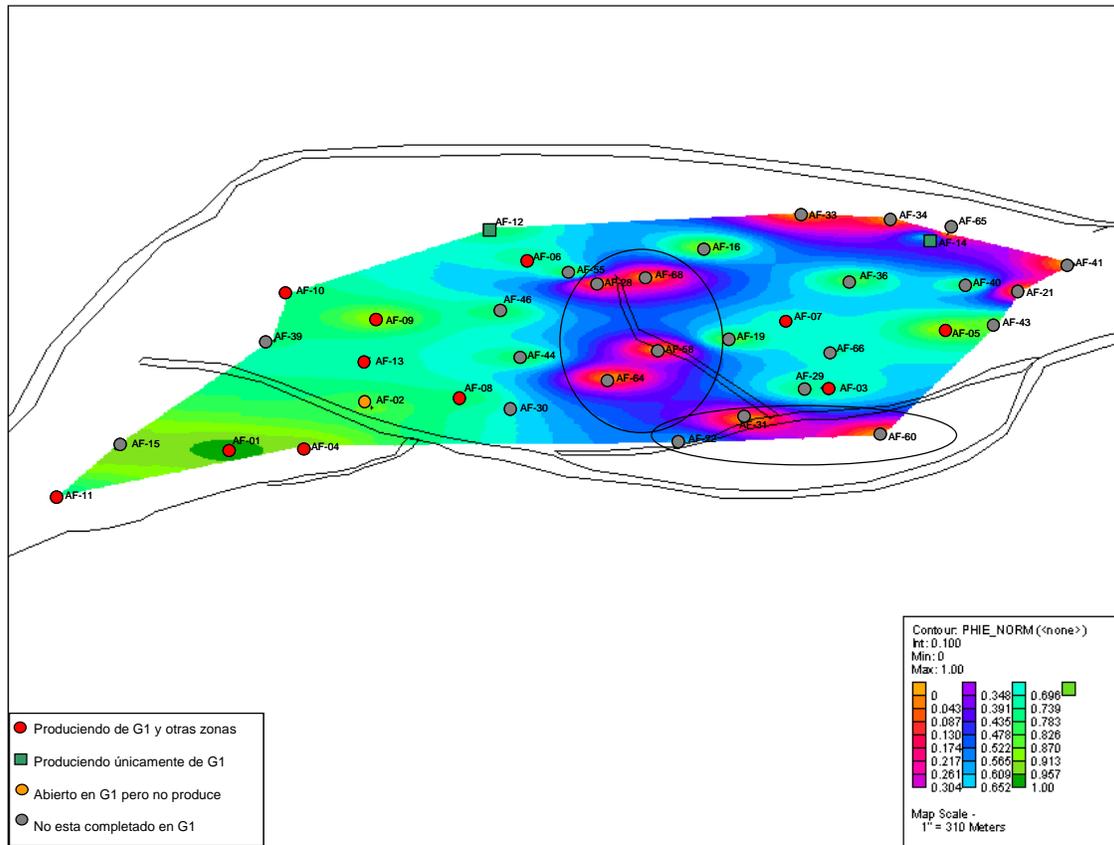


Figura 18. Mapa de porosidad normalizado Campo 'AF' unidad G1

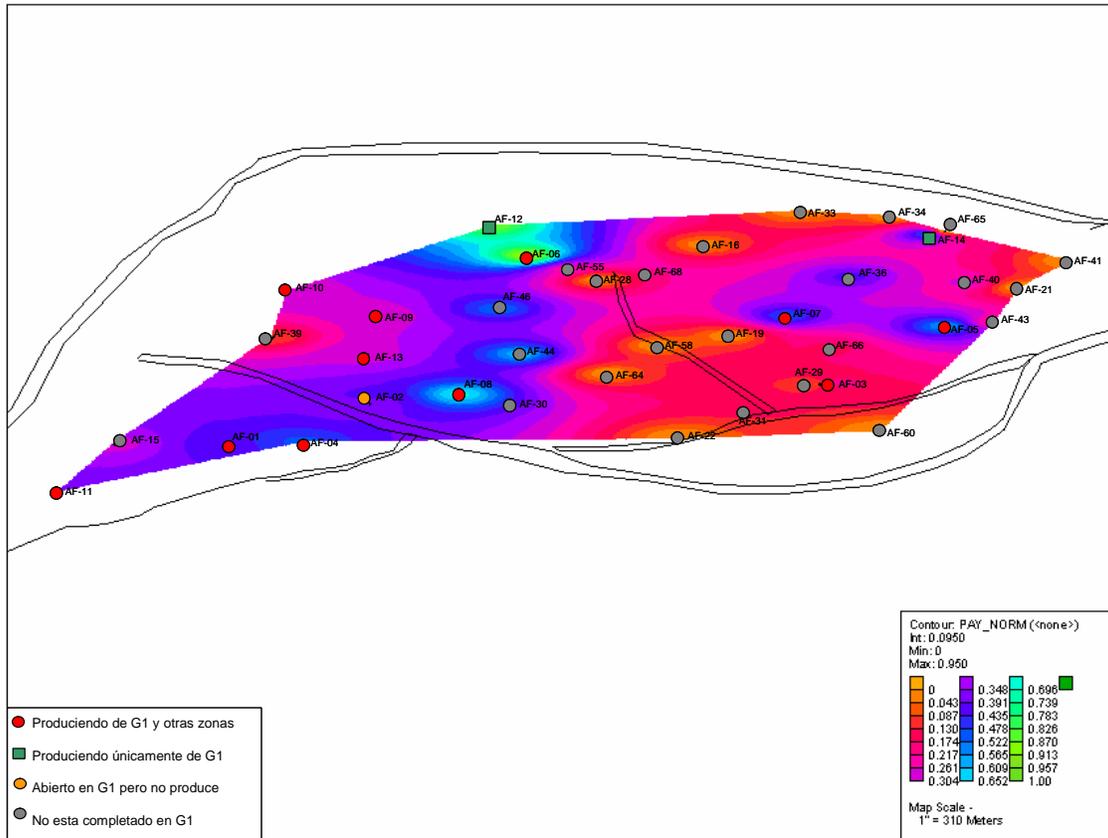


Figura 19. Mapa de Net pay normalizado Campo 'AF' unidad G1

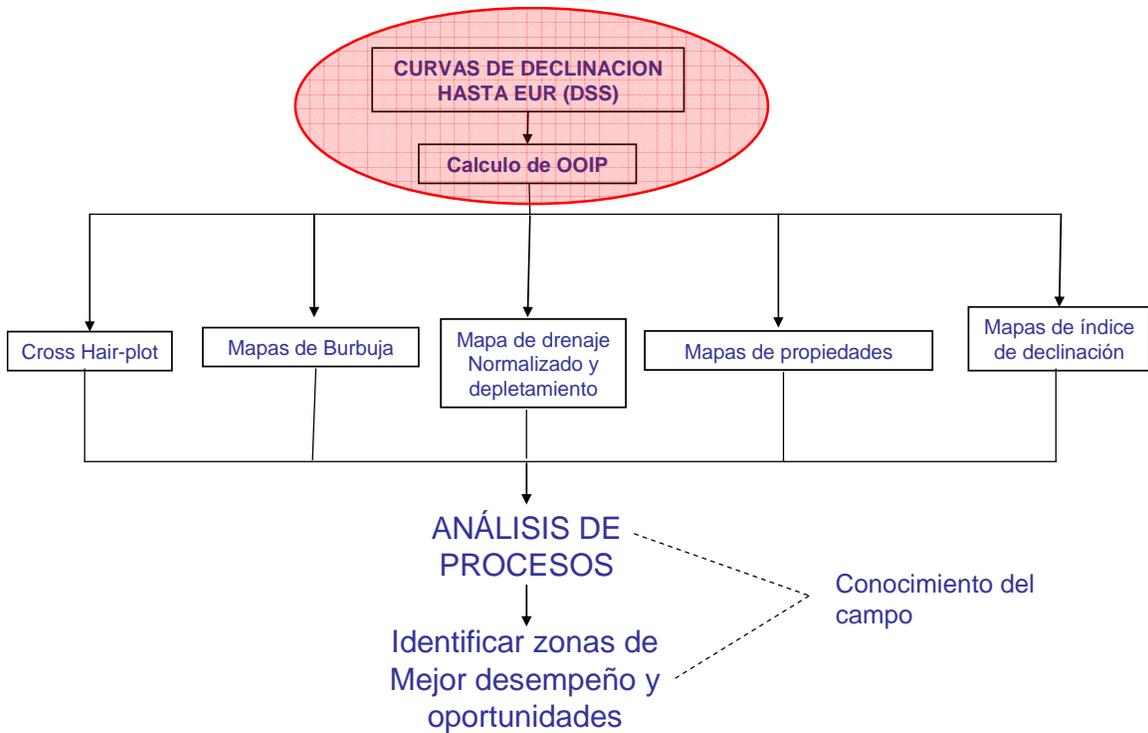
### 3.2 INTEGRACIÓN DE PROCESOS Y ANÁLISIS

Como se comentó al inicio de este documento un solo proceso no es suficiente para tomar una decisión. En esta sección se verá como se realizó el análisis de los diferentes procesos. Para realizar un razonamiento de manera ágil es recomendable distribuir los diferentes mapas y gráficos de forma tal que se puedan ver y relacionar al mismo tiempo, sería recomendable hacer un póster e imprimirlo en un plotter.

En esta sección se analizará el caso de dos unidades productoras de aceite. El objetivo es encontrar áreas, donde exista la posibilidad de realizar un trabajo de reacondicionamiento o tal vez proponer una locación para un nuevo pozo, que permita incrementar la producción de aceite en forma eficiente.

Para tener una mejor visualización de los datos se colocaran cada uno de los mapas realizados anteriormente en una pagina completa.

El siguiente diagrama de flujo representa la metodología de trabajo en forma resumida:



### 3.2.1 Caso 1, Unidad G1,

Primero se revisa el Cross hair plot, acompañado de un mapa que nos indique las ubicaciones de los pozos, con el fin de ir analizando la posición del pozo con respecto al desempeño. En cualquiera de los mapas que se realizaron están ubicados todos los pozos del campo, así que podemos usar alguno de estos.

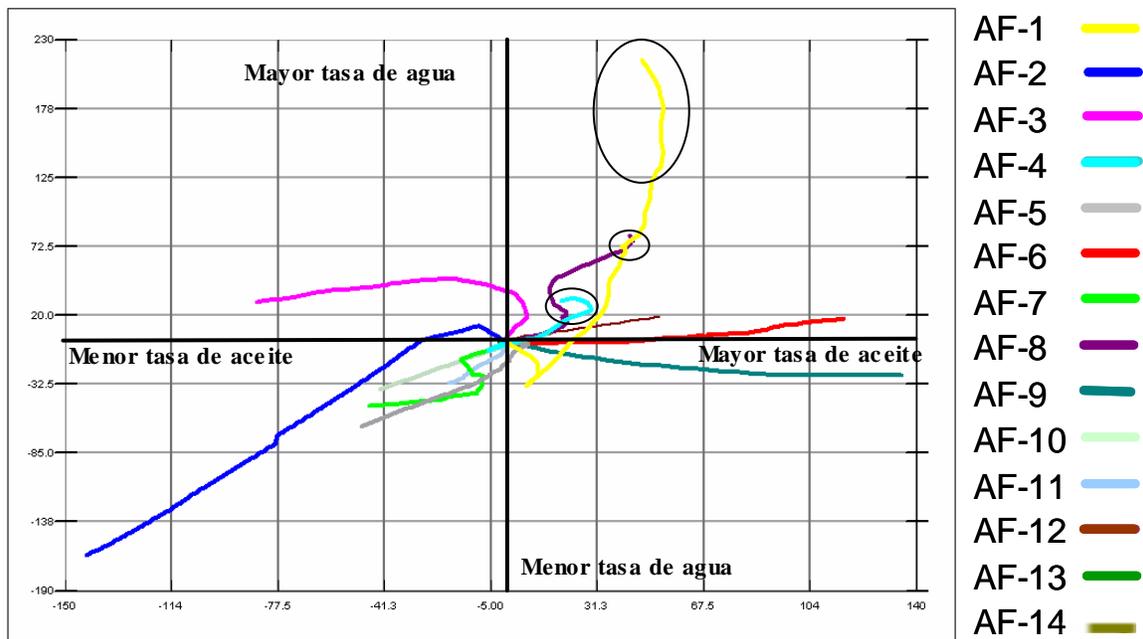


Figura 8. Cross hair plot Campo 'AF' unidad G1

Primero conviene tener en cuenta los pozos AF-01, AF-04 y AF-08 los cuales están señalados en el cross hair plot, ya que llevaban un buen desempeño y luego la línea HI acumulado se empezó a dirigir hacia el lado izquierdo de la grafica, lo que indica que el HI de aceite dejo de ser positivo y paso a ser negativo y en consecuencia el desempeño es menor al promedio. Es necesario saber por que estos pozos que tenían una buena tasa de aceite empezaron a disminuir su tasa hasta quedar debajo del promedio. Primero AF-01, viendo el mapa de burbuja de aceite acumulado (Figura 13) se nota que es el pozo que mas ha producido de la unidad productora en cuestión; en el mapa de drenaje (Figura 10) se observa que se encuentra en una área muy drenada y en el mapa de depletamiento (Figura 11) que es una área muy desarrollada, además si volvemos al Cross hair plot y comparamos la caída del HI acumulado de este pozo con la de AF-04 y AF-08, se observa que la de AF-01 es mucho mas gradual que las otras dos, así que la caída de tasa se podemos atribuir al depletamiento natural de la producción debida al tiempo de producción del pozo.

Otro punto a tener en cuenta es el mapa de declinación (Figura 12), el cual muestra que la declinación es baja, teniendo en cuenta que este fue el primer pozo que se perforo en esta unidad y la gran cantidad de aceite acumulado que tiene este pozo indica que esta baja declinación se debe a la gran cantidad de tiempo que lleva produciendo el pozo.

El pozo AF-04 en contraste a AF-01 si sufre un cambio de dirección brusco, esto puede ser ocasionado por un evento que hizo que el comportamiento de la unidad cambiara de esta forma. Revisando la historia del pozo fue posible encontrar que para esa época se realizó un WO, que consistió en aislar una unidad inferior que solo estaba aportando agua y dejar abiertos a producción las unidades superiores debido a que no existe un PLT que pueda Confirmar la distribución de producción de estas dos unidades, se ha asumido una distribución de producción, teniendo en cuenta las propiedades de roca e historia de produccion, por lo cual se puede pensar que la producción asignada a la arena G1 es mas baja de lo que realmente esta produciendo. Teniendo en cuenta el comentario anterior se puede pensar que la trayectoria de la línea de HI acumulado posiblemente se mantenga.

En el pozo AF-08 se hizo una revisión de diferentes variables que pudieran influir en la producción, de esta unidad tales como: interferencia con otros pozos, decantación de arena al fondo del pozo, problemas de eficiencia de bomba, etc. Comparando los valores de corte de agua hallados experimentalmente con los reportados por el medidor de flujo, se observo que este último estaba midiendo un corte de agua mayor al real.

Ahora ubicando en los mapas los pozos que tienen mejor desempeño en las arenas seleccionadas, Se ven dos áreas donde la unidad tiene alto desempeño, las cuales encuentran marcadas en el mapa de drenaje (Figura 10). En el mapa de drenaje es posible ver también que las zonas de alto rendimiento están relacionadas con zonas de bajo drenaje, y bajo depletamiento. Además el mapa de declinación indica que la parte norte tiene una declinación baja, lo cual puede estar relacionado con una buena acumulación de reservas, o una baja tasa de extracción de fluidos en esa área, esta área puede ser objeto de estudio, para un pozo nuevo o un trabajo de WO. Por otro lado en pozo AF-08 se tiene una declinación alta, aparte de que el Pozo AF-02 se encuentra completado en la unidad G1 y

no esta produciendo de esta, es posible que la unidad AF-08 este drenando el área de AF-02.

Otra área importante a señalar es la que esta en el circulo Rojo, ya que es una zona de baja declinación, aunque AF-09 vaya a tener un buen drenaje, con esta declinación puede tardar bastante el alcanzar su EUR, así que sería recomendable aumentar la tasa de extracción de fluidos, ya sea aumentando tasa con la bomba o realizando un trabajo de reacondicionamiento en un pozo cercano que tenga baja tasa de aceite, para aumentar la tasa de extracción. Observando el mapa de burbuja de aceite acumulado (Figura 13) se ve que no se ha producido gran cantidad de aceite en proporción a los demás, y la tasa de aceite promedio de AF-13, es baja relativa a la AF-09. Con base a esto una buena opción puede ser aumentar la tasa de extracción en el pozo AF-13 (teniendo en cuenta que es un pozo relativamente nuevo) para drenar mas rápido esta unidad. Los mapas de propiedades también nos muestran que la calidad de roca es buena, además de que responde bien a la producción como se ve en la Grafica del CEI ( $CEI > 0$ , en la vida temprana de producción.)

El mapa de net pay (figura 19) realizado muestra las zonas con mas bajo Net pay, las cuales hay que tener en cuenta para elegir un pozo en el cual completar una arena. Aunque los datos de netpay sean de diferentes tiempos, esto permite ver cuando un pozo que tuvo un buen netpay en la unidad de interés puede estar drenado, si existe un pozo cercano que haya sido perforado tiempo después y muestre un net pay mucho más bajo que el que mostró el primer pozo.

Considerando los diferentes procesos se puede proponer abrir esta unidad en producción en otro pozo cercano, con esto se puede aumentar la tasa de extracción de fluidos teniendo en cuenta que la declinación actual es muy baja con respecto a los demás, si la tasa de aceite en los otros pozos es muy alta y no es conveniente realizar aun este trabajo se puede también proponer una locación para un nuevo pozo o varios pozos nuevos, en alguno de los puntos amarillos señalados en el mapa de drenaje.

Hacia el noreste se ve un área que será poco drenada, revisando la producción de arena de AF-14 se ve que es mas o menos alta, lo cual restringe el caudal de fluido por la producción de arena (si aumenta la tasa de fluido aumenta la producción de arena) por otro lado la producción de aceite el pozo AF-36 es baja y el corte de agua muy alto. Por lo anterior sería recomendable realizar un workover que en AF-36 para aislar las unidades actualmente abiertas, y abrir la unidad G1. Además en los pozos cercanos a este no se ve un gran contraste de netpay, lo cual indica que la zona no ha sido completamente drenada.

De acuerdo a la discusión anterior referente al análisis de los diferentes procesos se puede notar que la metodología muestra que la parte norte y este tienen aun reservas en la unidad productora que se está analizando.

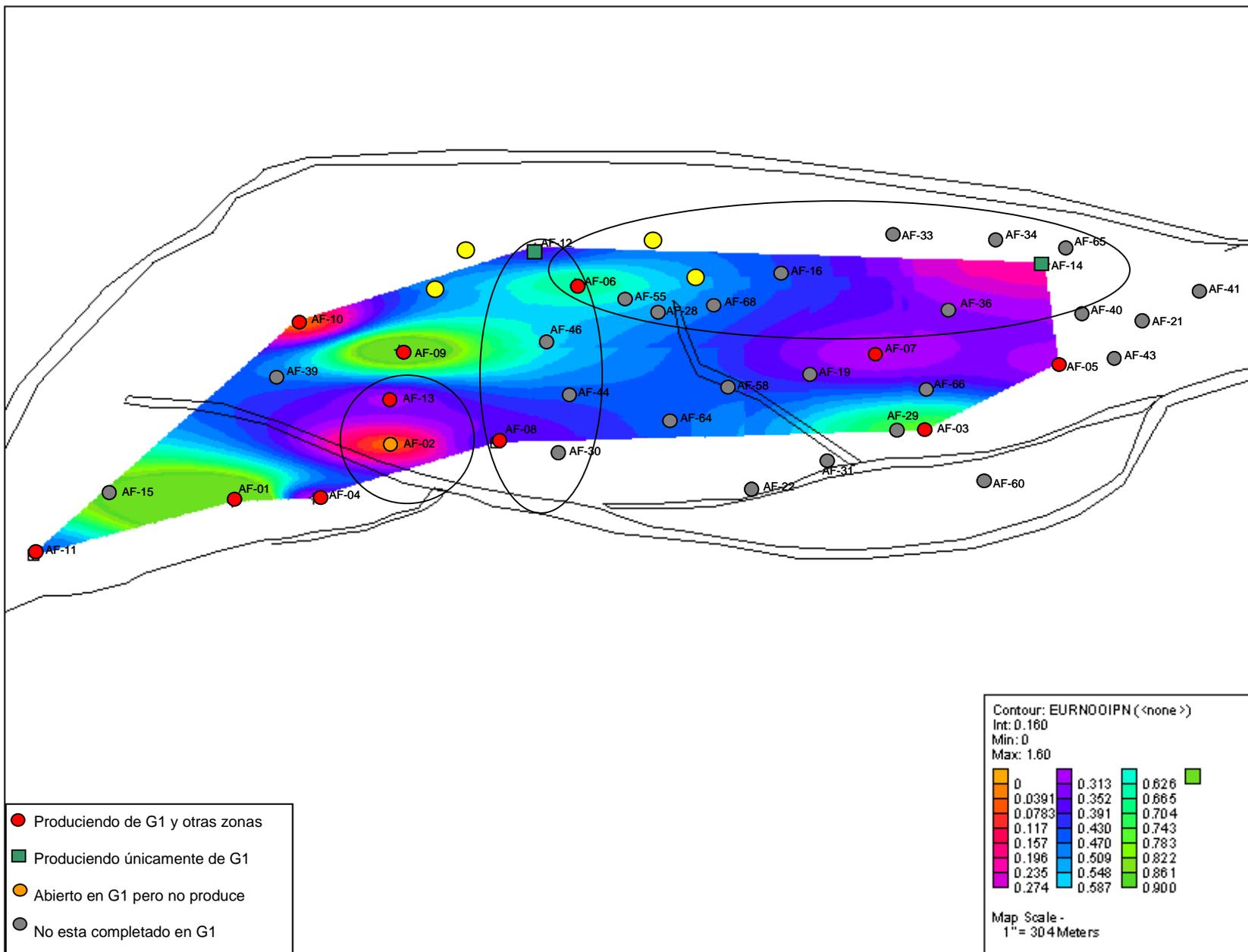


Figura 10. Mapa de drenaje usando variables normalizadas Campo 'AF' unidad G1

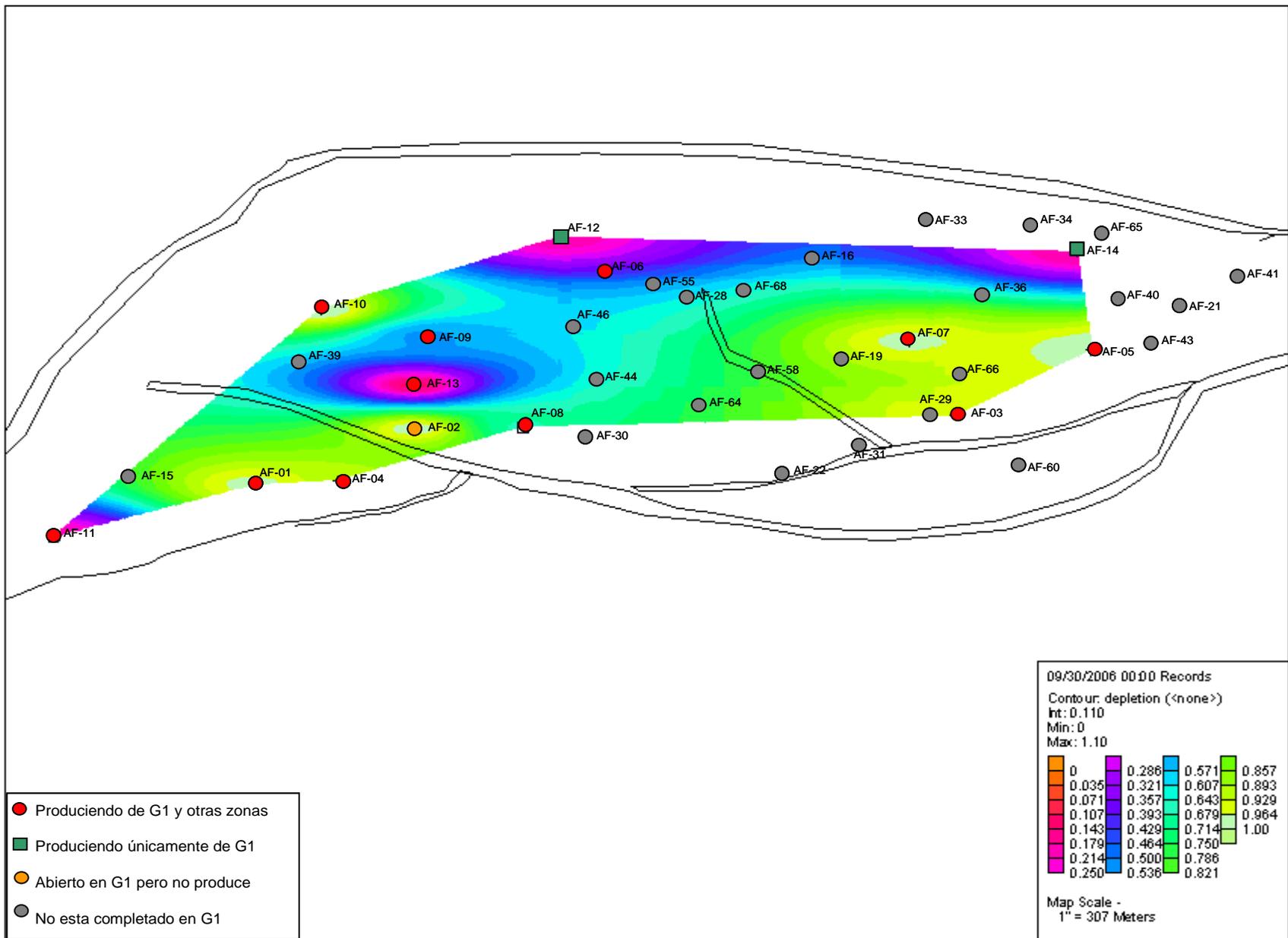


Figura 11. Mapa de depletamiento Campo 'AF' unidad G1

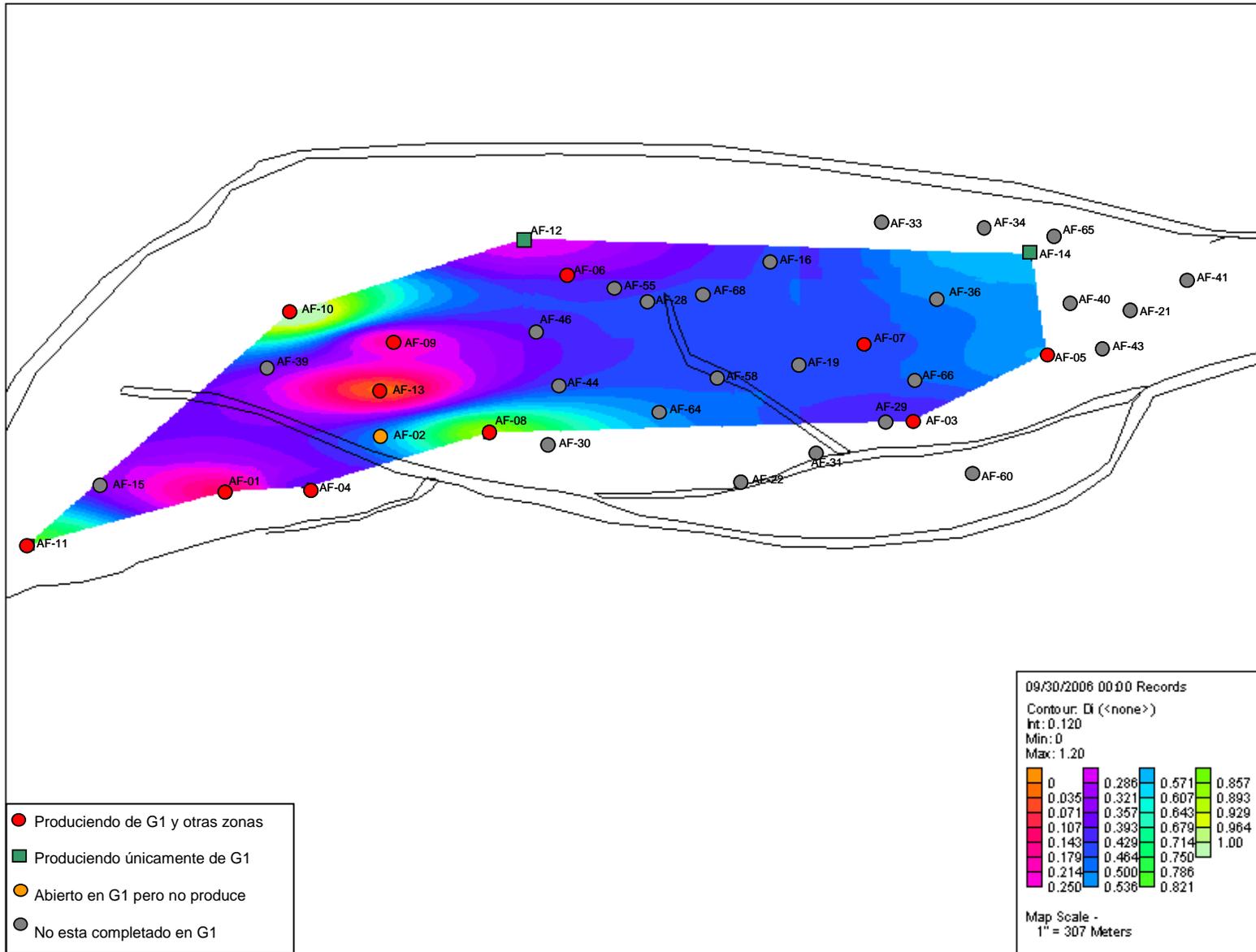


Figura 12. Mapa de declinación Normalizado Campo 'AF' unidad G1

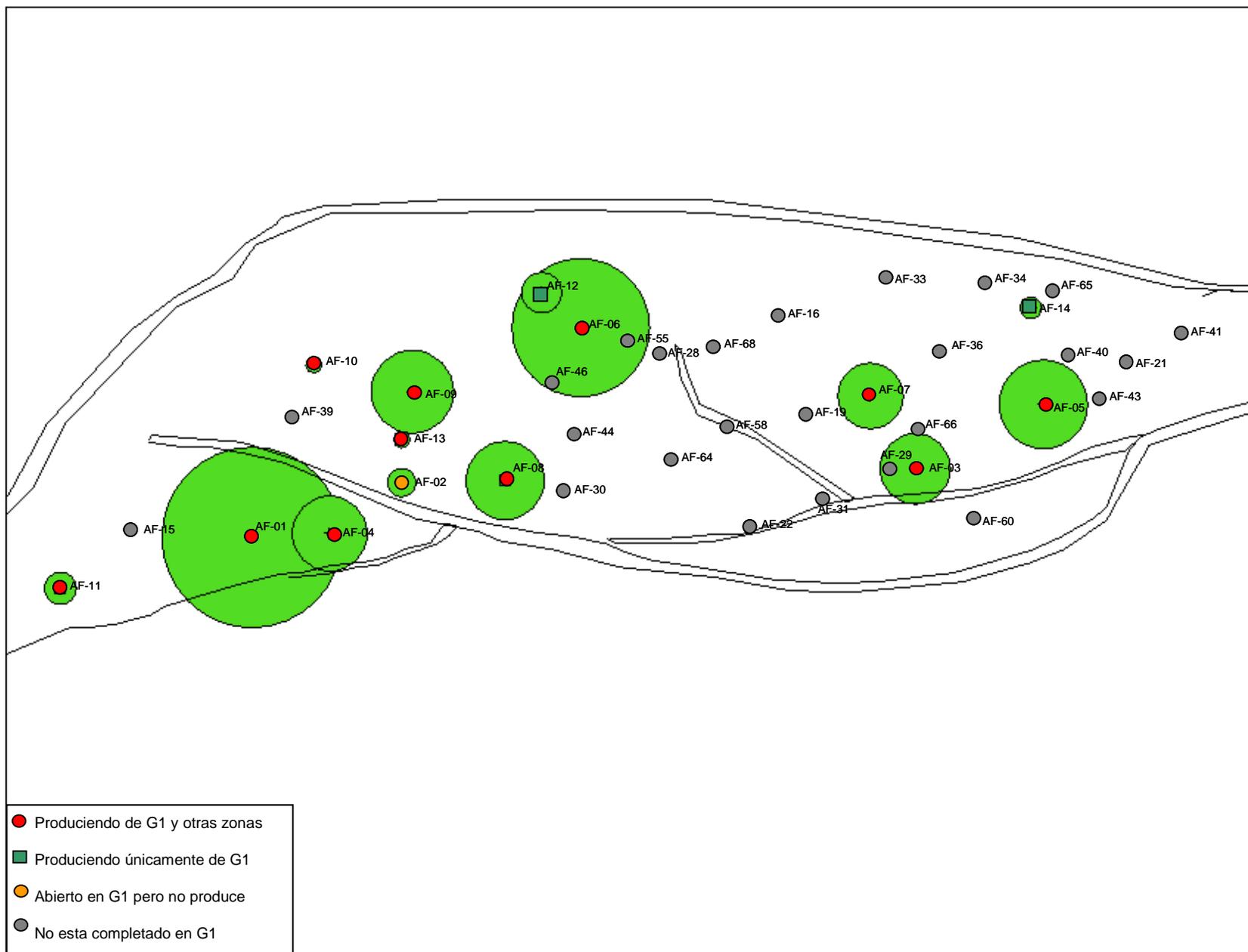


Figura 13. Mapa de burbuja de aceite acumulado Campo 'AF' unidad G1

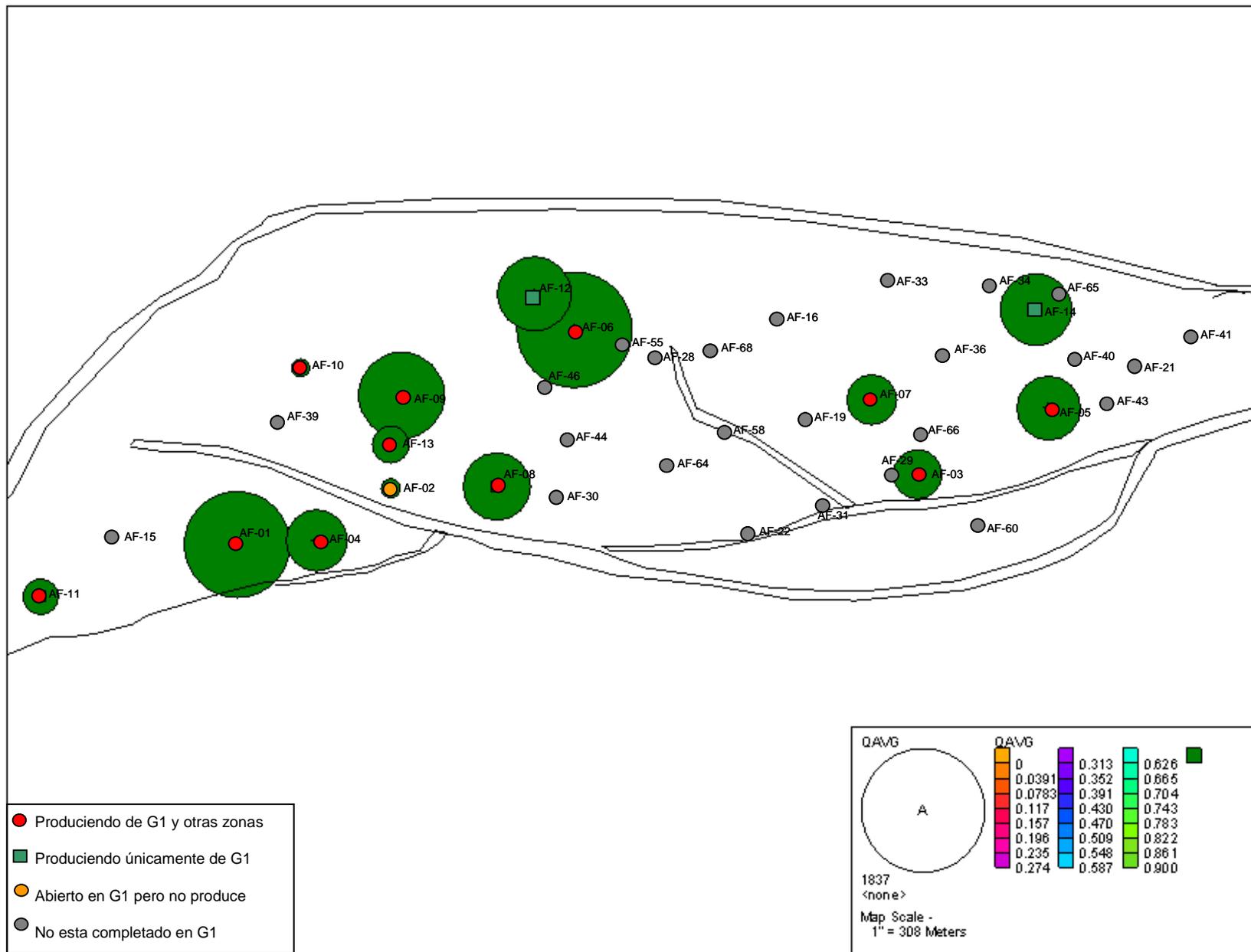


Figura 14. Mapa de burbuja de Tasa de aceite promedio Campo 'AF' unidad G1

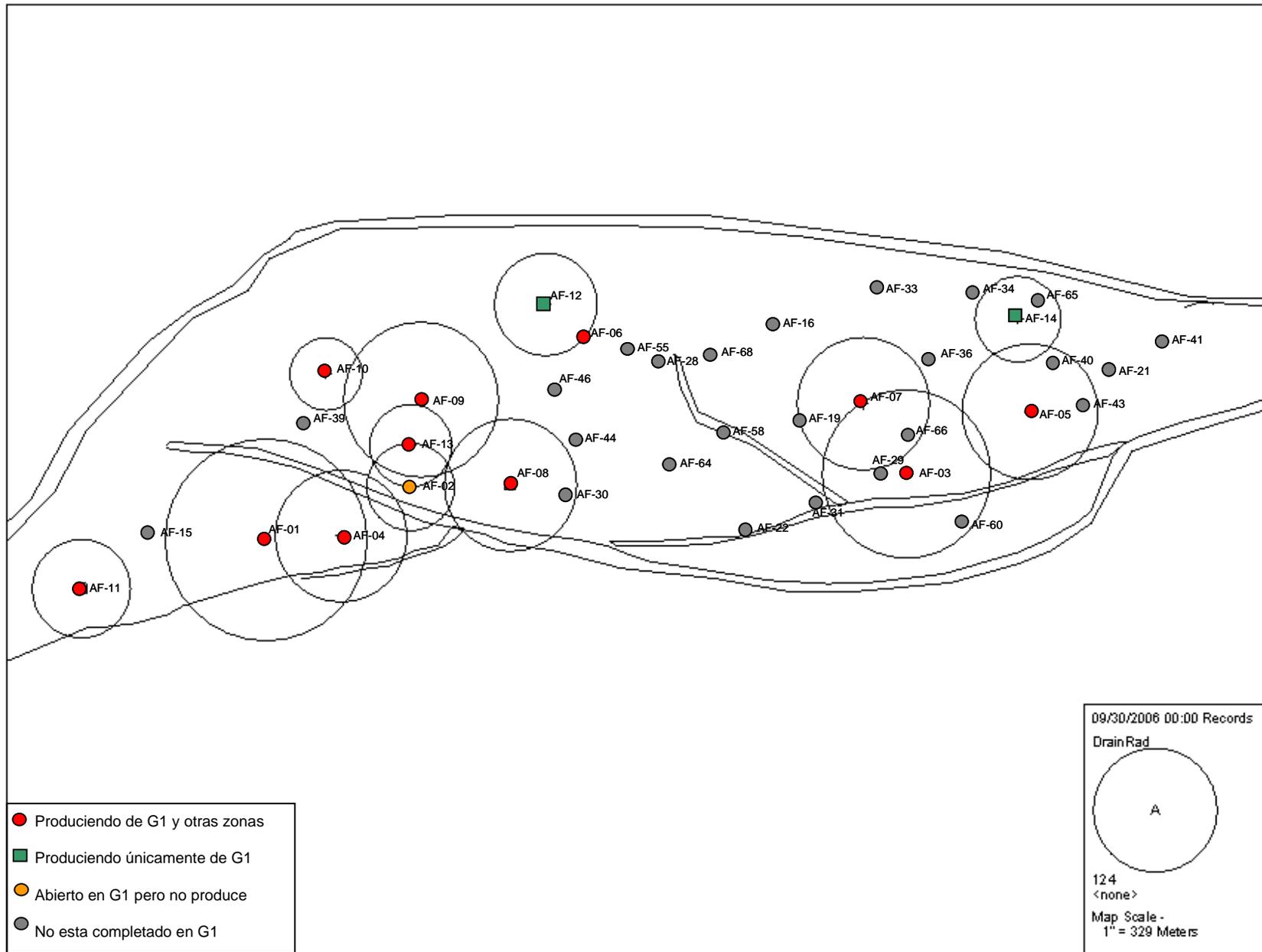


Figura 15. Mapa de radio de drenaje Campo 'AF' unidad G1

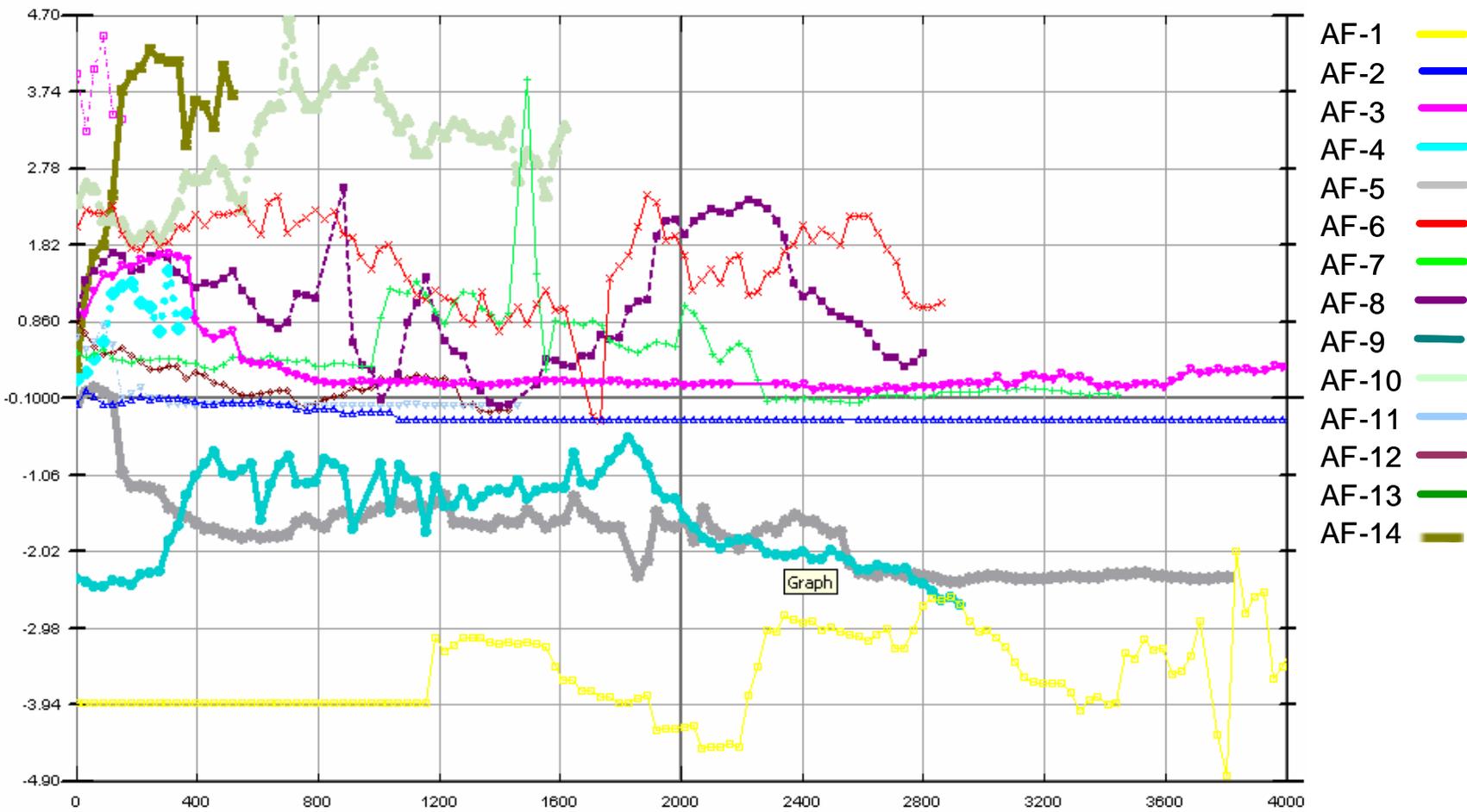


Figura 16. Grafica de Cei vs días acumulados Campo 'AF' unidad G1

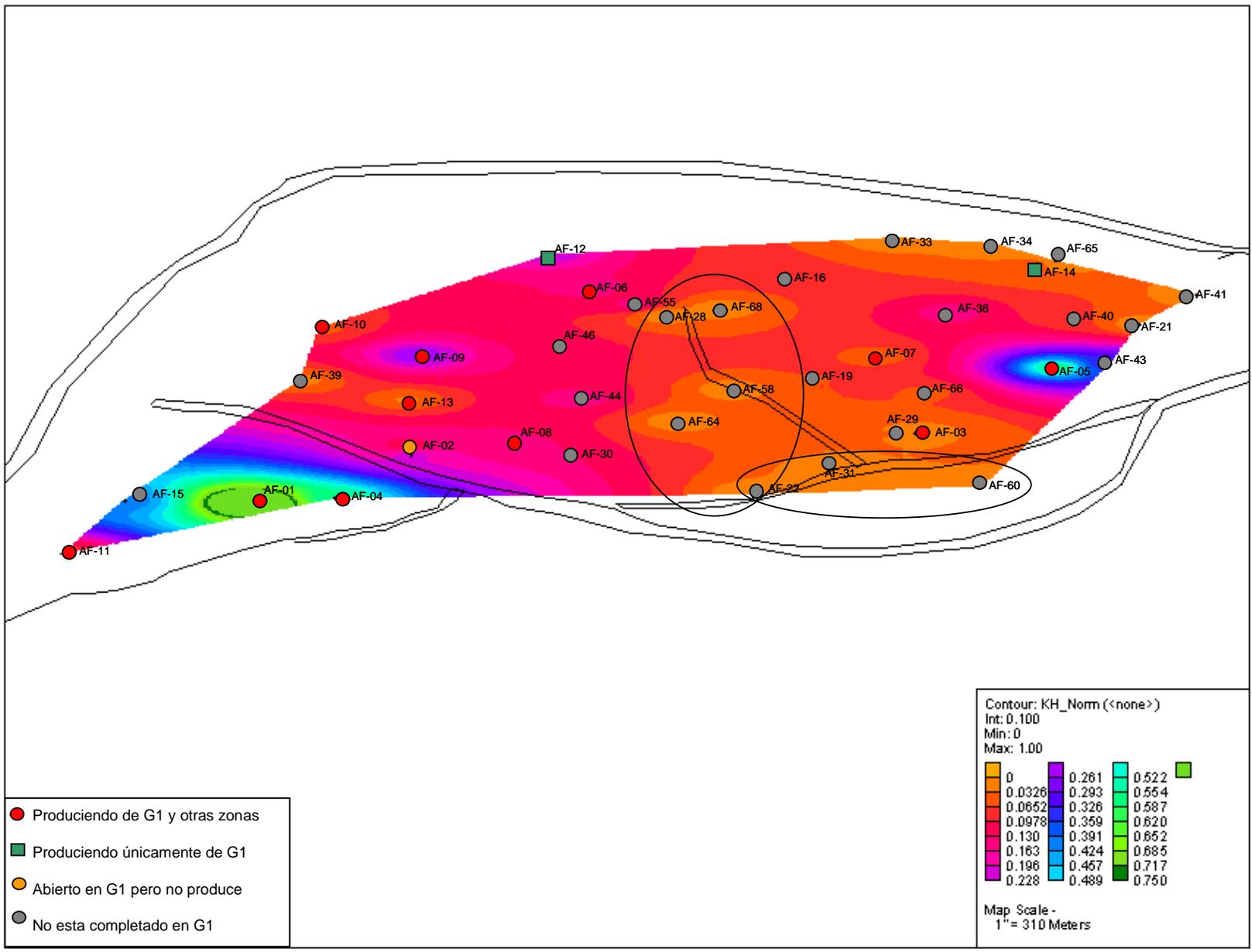


Figura 17. Mapa de KH Normalizado Campo 'AF' unidad G1

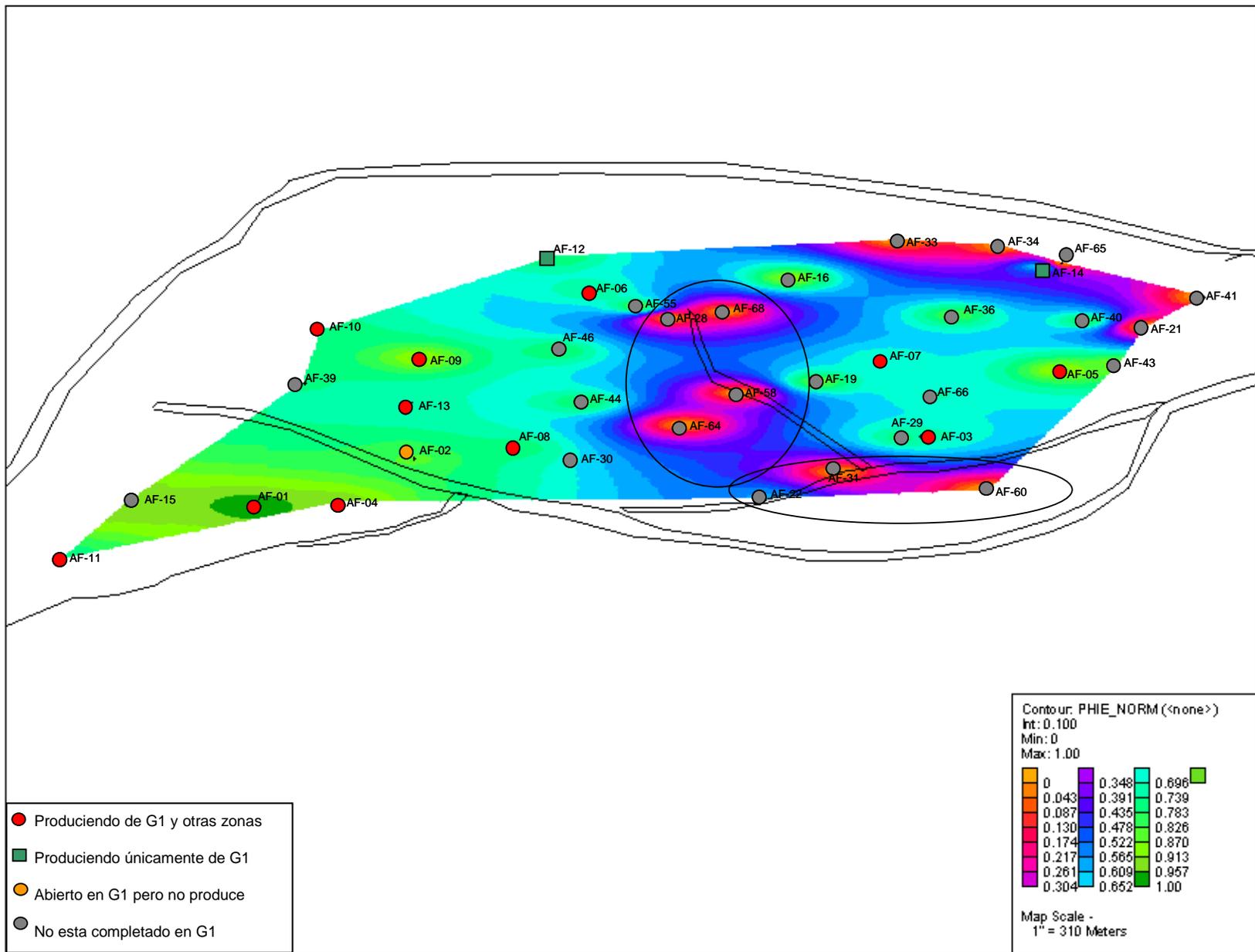


Figura 18. Mapa de porosidad normalizado Campo 'AF' unidad G1

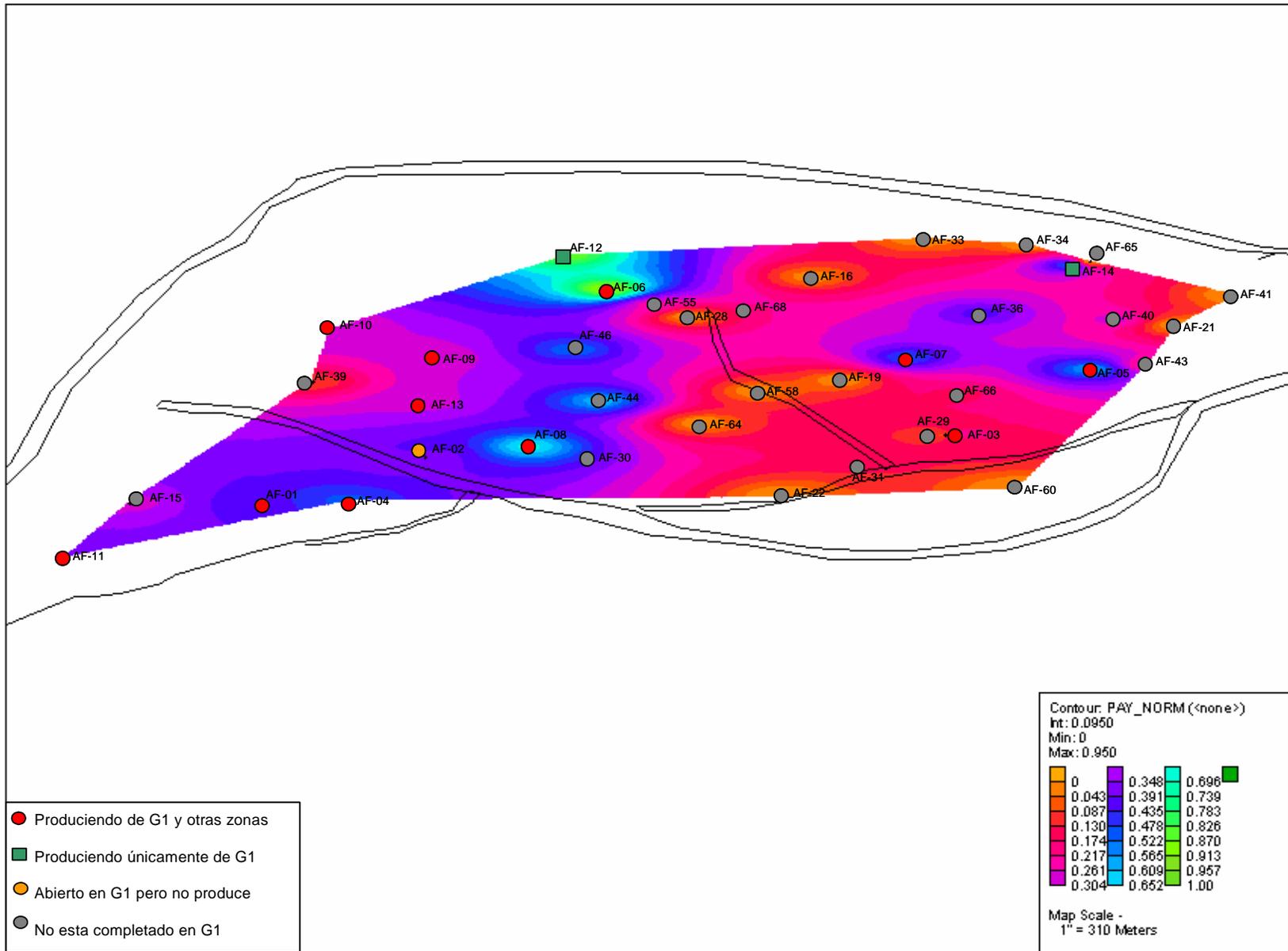


Figura 19. Mapa de Net pay normalizado Campo 'AF' unidad G1

### 3.2.2 Caso 2, Unidad C1,

La unidad C1, es una unidad con menos pozos productores que los de la unidad G1, y también esta sometida a un empuje hidráulico activo. Las características de fluido (PVT) son muy parecidas o iguales a las de la unidad G1.

Debido a que la cantidad de pozos completados en esta unidad es limitada, no es posible realizar un mapa de contornos, por lo cual se recomienda utilizar mapas de burbuja para hacer los mapas de drenaje, depletamiento y declinación. Las figuras utilizadas para el análisis se presentan en las siguientes paginas.

Al igual que en el caso anterior partimos del cross hair plot para identificar las áreas de mejor desempeño, para relacionarla con la ubicación del pozo, la tendencia tan irregular que muestra el cross hair plot es por la poca cantidad de pozos con la que se realizó el gráfico, mientras sea mayor la cantidad de pozos productores con la que se cuente mejor será la calidad de los análisis.

El pozo AF-60 muestra un desempeño bajo en tasa de agua y aceite, examinando la ubicación de este pozo, se puede ver que esta ubicado en un bloque apartado de los otros, por unas fallas, posiblemente estas fallas sean impermeables y actuen como barreras de no flujo, lo cual ocasiona que el desempeño del pozo no sea el mejor. Debido a la alta declinación se puede considerar la posibilidad de que el volumen de reservas para esta unidad en este bloque es bajo ya que la declinación es bastante alta (ver mapa de declinación, figura 23) lo cual puede ser ocasionado por que las fallas cercanas no permiten que el acuífero de soporte de presión a este bloque. También es de resaltar que el bajo desempeño de este pozo concuerda con el Ceí, que es el mas bajo del grupo (Ver figura 26).

El pozo AF-40 , se encontraba en un área donde el desempeño de los pozos vecinos era muy bueno, pero este no respondió muy bien, debido a que los otros pozos tal vez ya estaban drenando reservas correspondientes a esta área, lo cual ocasionó que se aislara en este pozo la unidad C1 y se abriera otra.

Los pozos que se encuentran ubicados en el cross hair plot en los cuadrantes de buen desempeño, se encuentran ubicados hacia el limite noreste del campo.

El pozo AF-21 que se encuentra completado en el C1 no esta produciendo de esta unidad, posiblemente por que las otras unidades abiertas tengan mayor presión y no dejen producir el C1.

La región que puede tener reservas para drenar esta unidad es el extremo noreste donde se señala en el mapa con el punto amarillo, ya que en esta parte cerca de la falla los pozos han tenido un buen desempeño con respecto a los demás, además el Ceí, también parece favorable para la producción de hidrocarburos, sin contar que la declinación es relativamente pequeña.

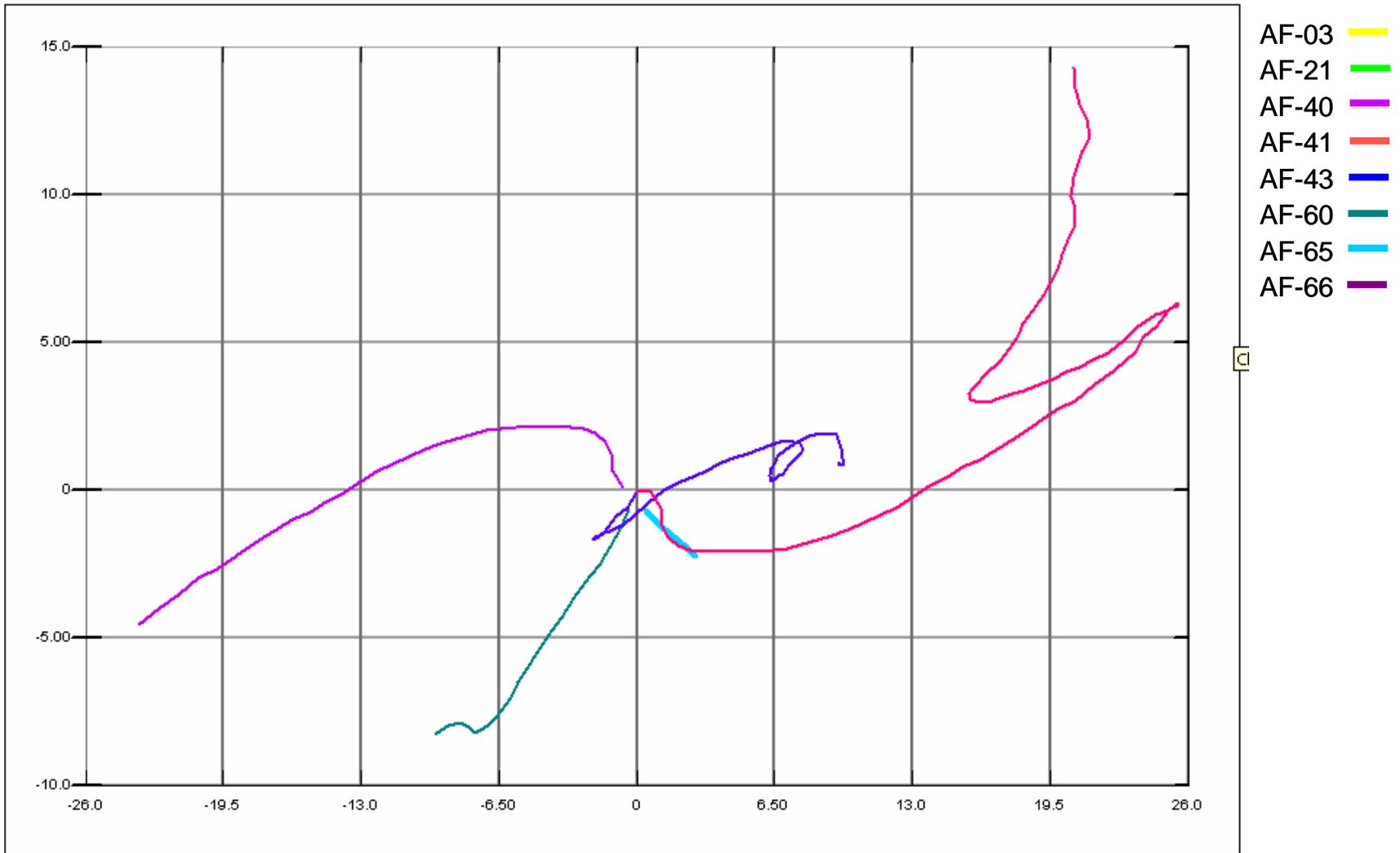


Figura 20. Cross hair plot Campo 'AF' unidad C1

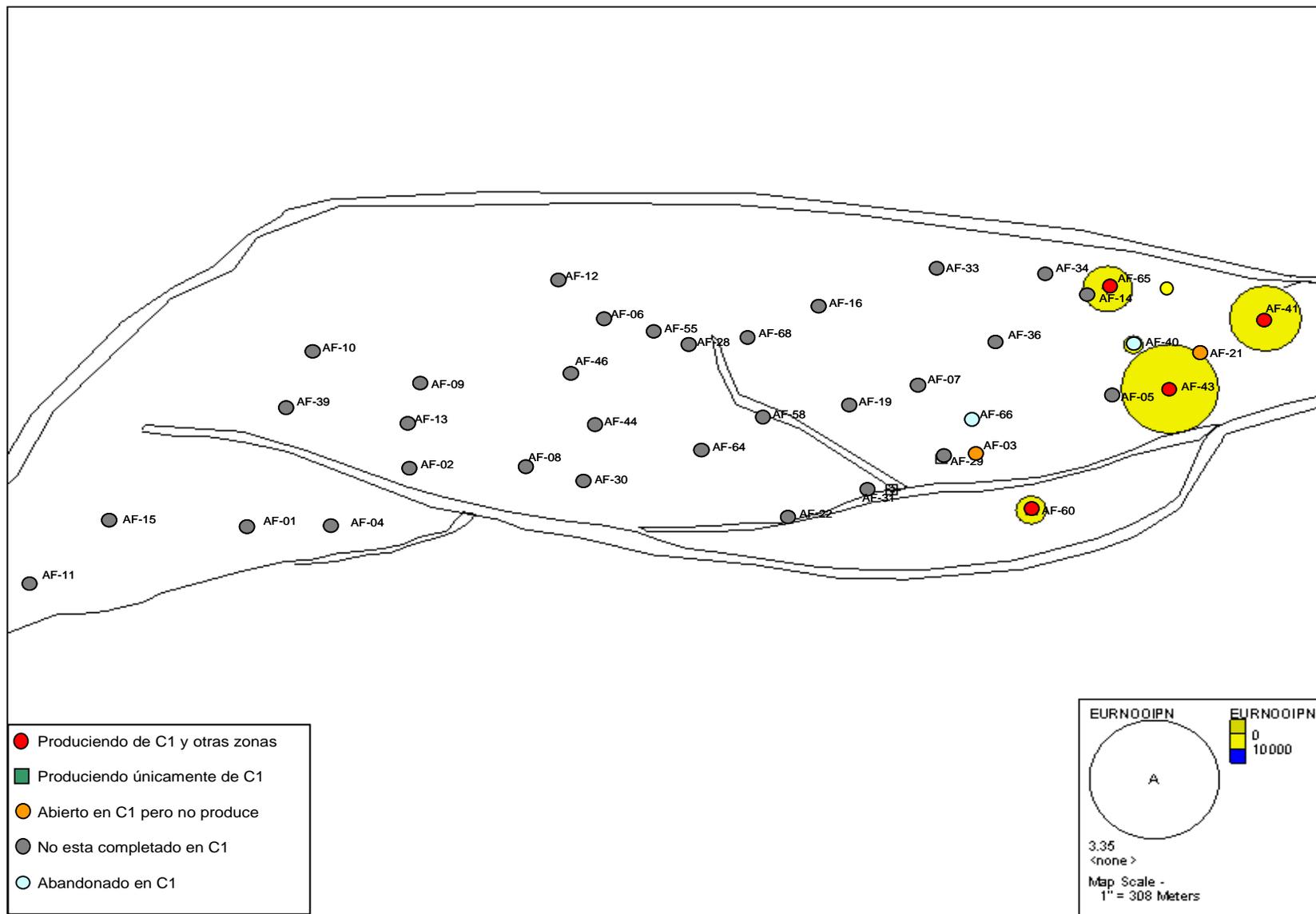


Figura 21. Mapa de drenaje usando variables normalizadas Campo 'AF' unidad C1

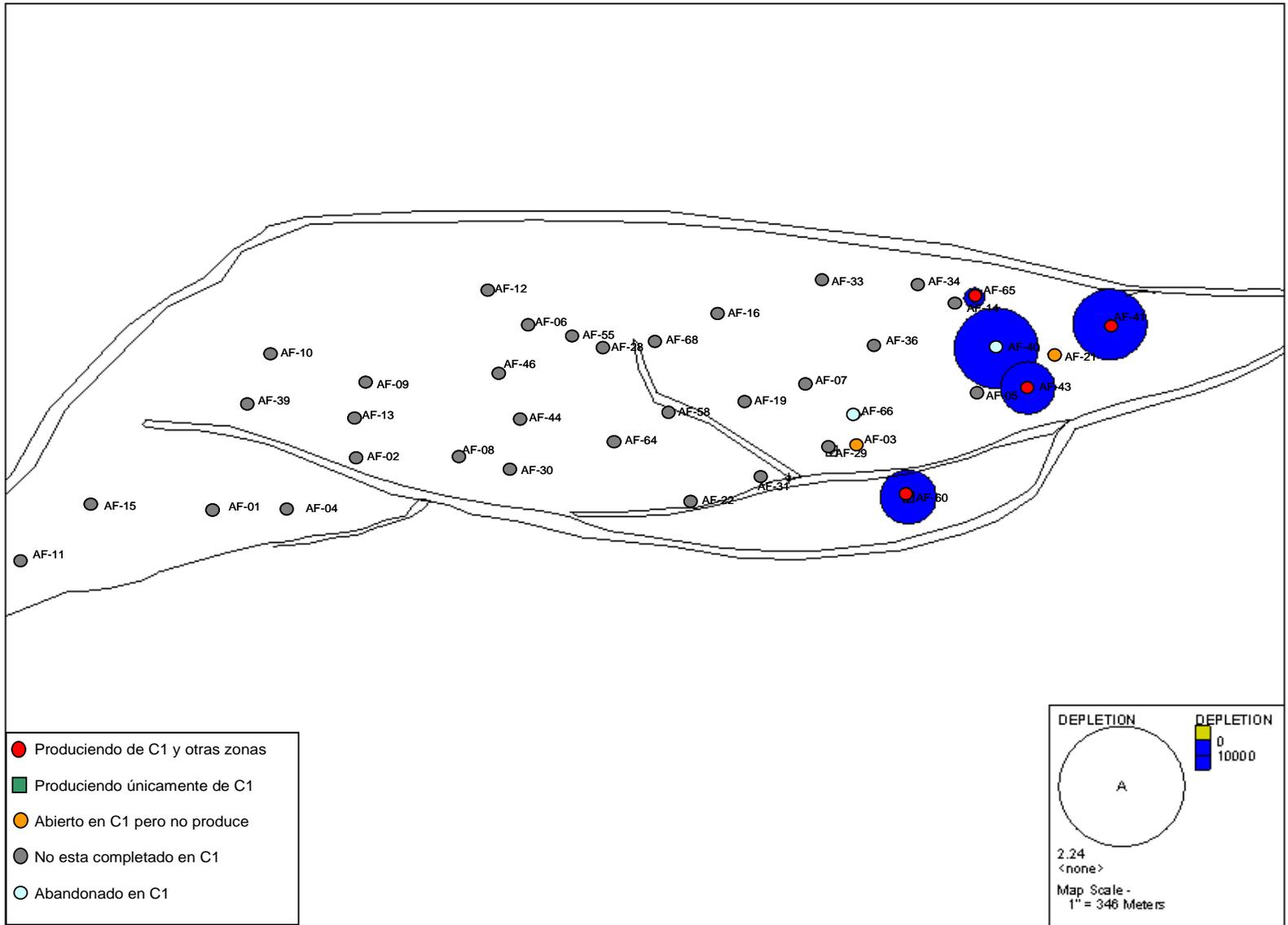


Figura 22. Mapa de depletamiento Campo 'AF' unidad C1

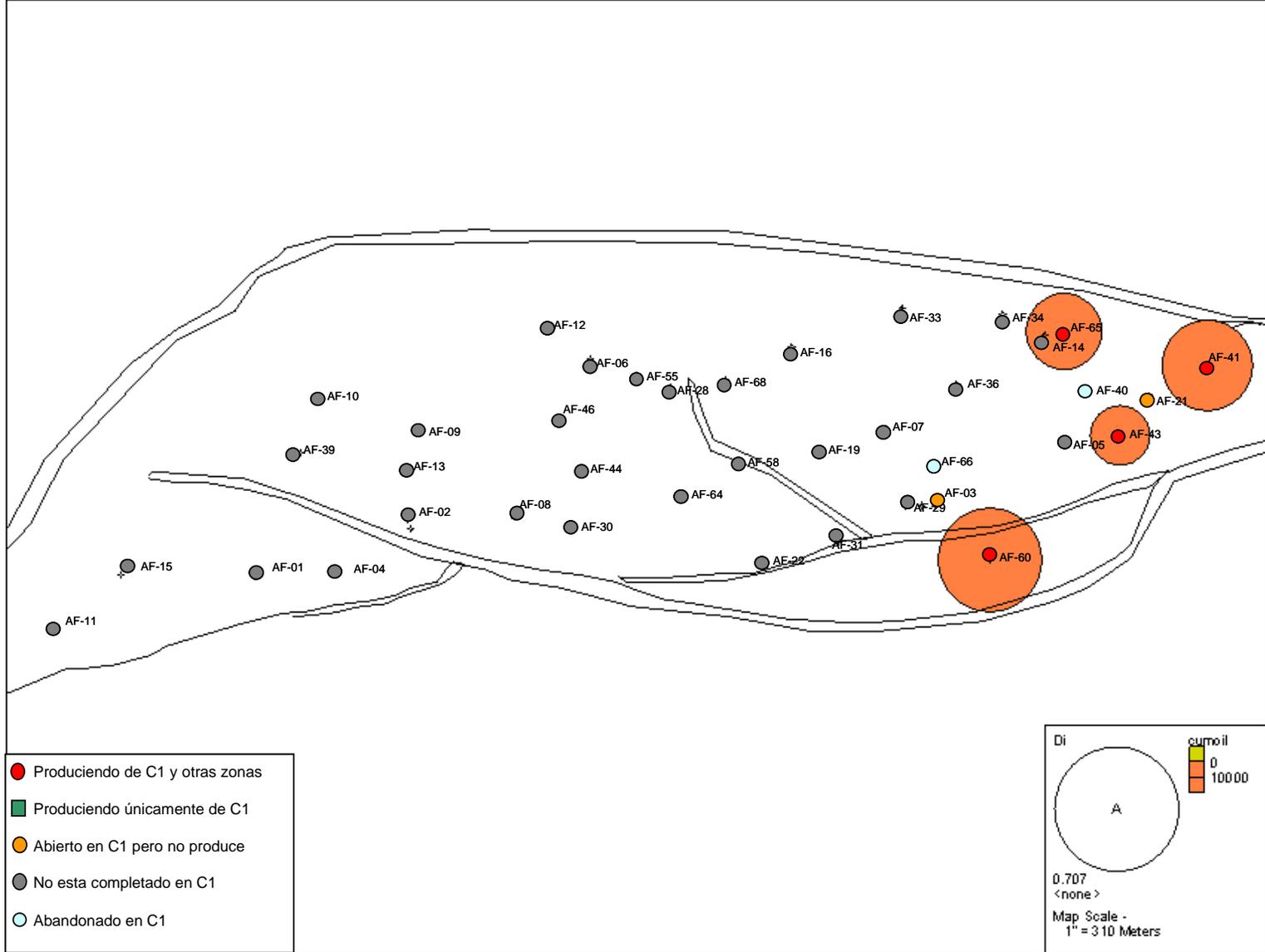


Figura 23. Mapa de índice de declinación Campo 'AF' unidad C1

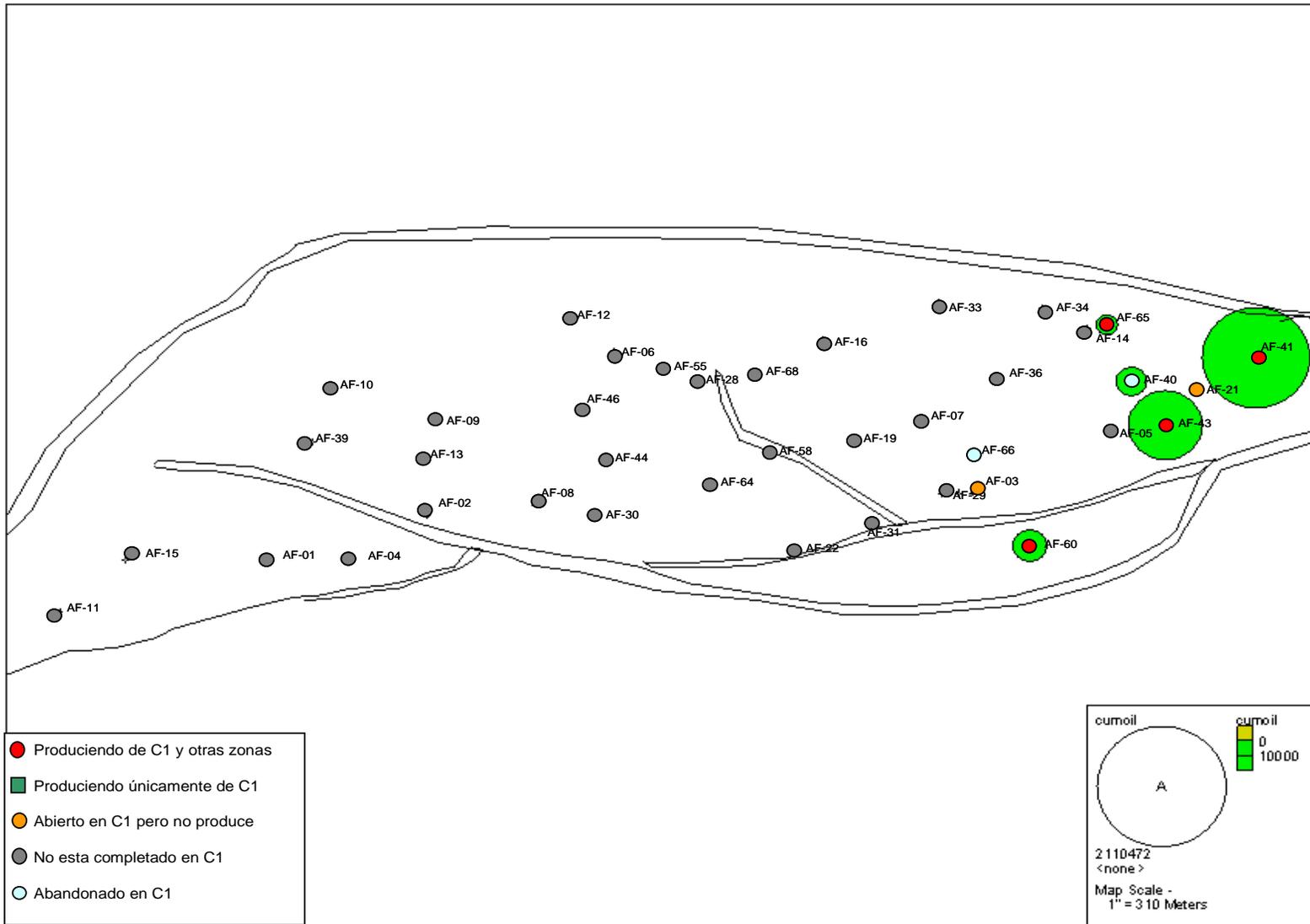


Figura 24. Mapa de burbuja de aceite acumulado Campo 'AF' unidad C1

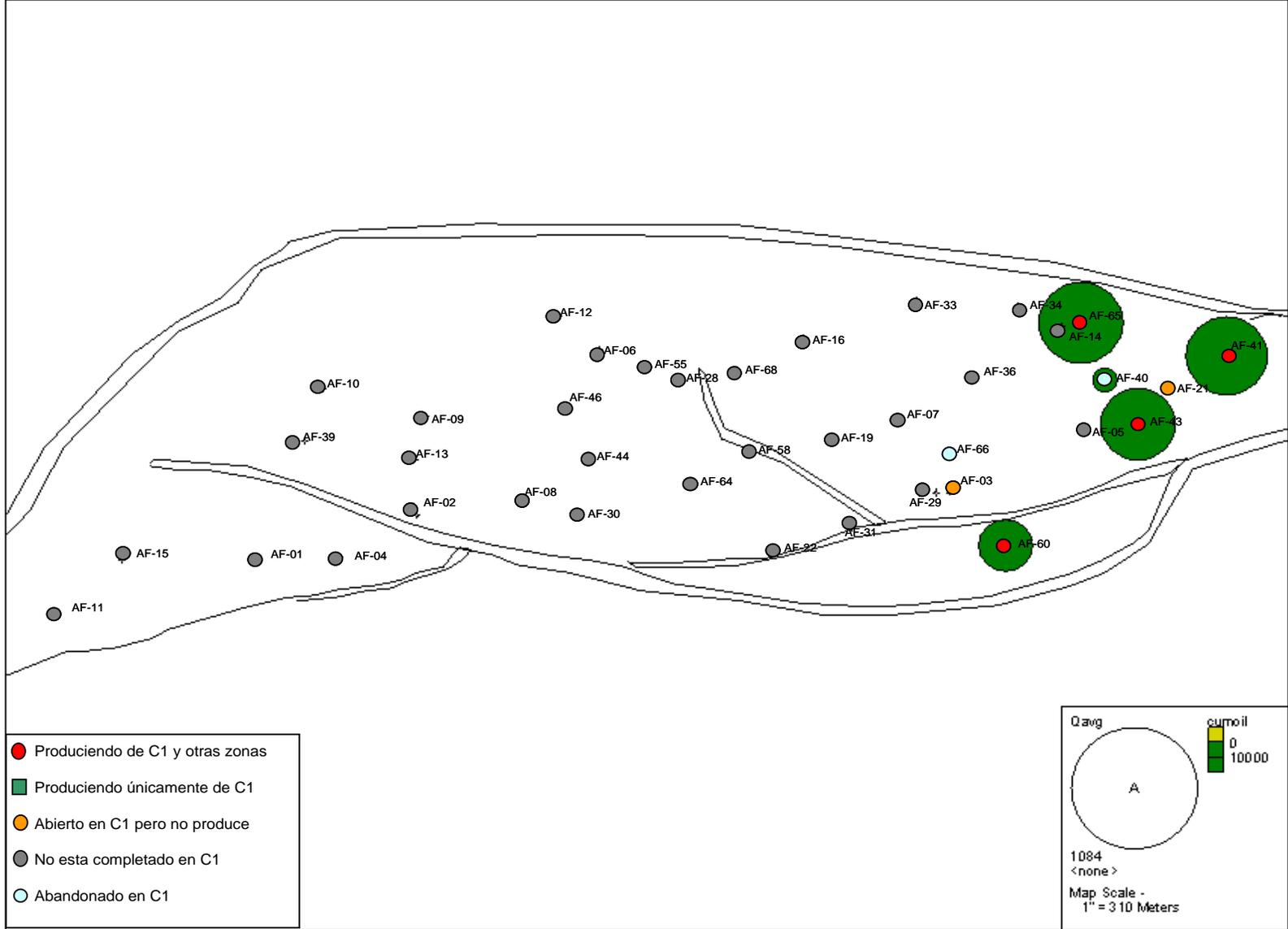


Figura 25. Mapa de burbuja de tasa de aceite promedio (Aceite Acumulado/Días Acumulados) Campo 'AF' unidad C1

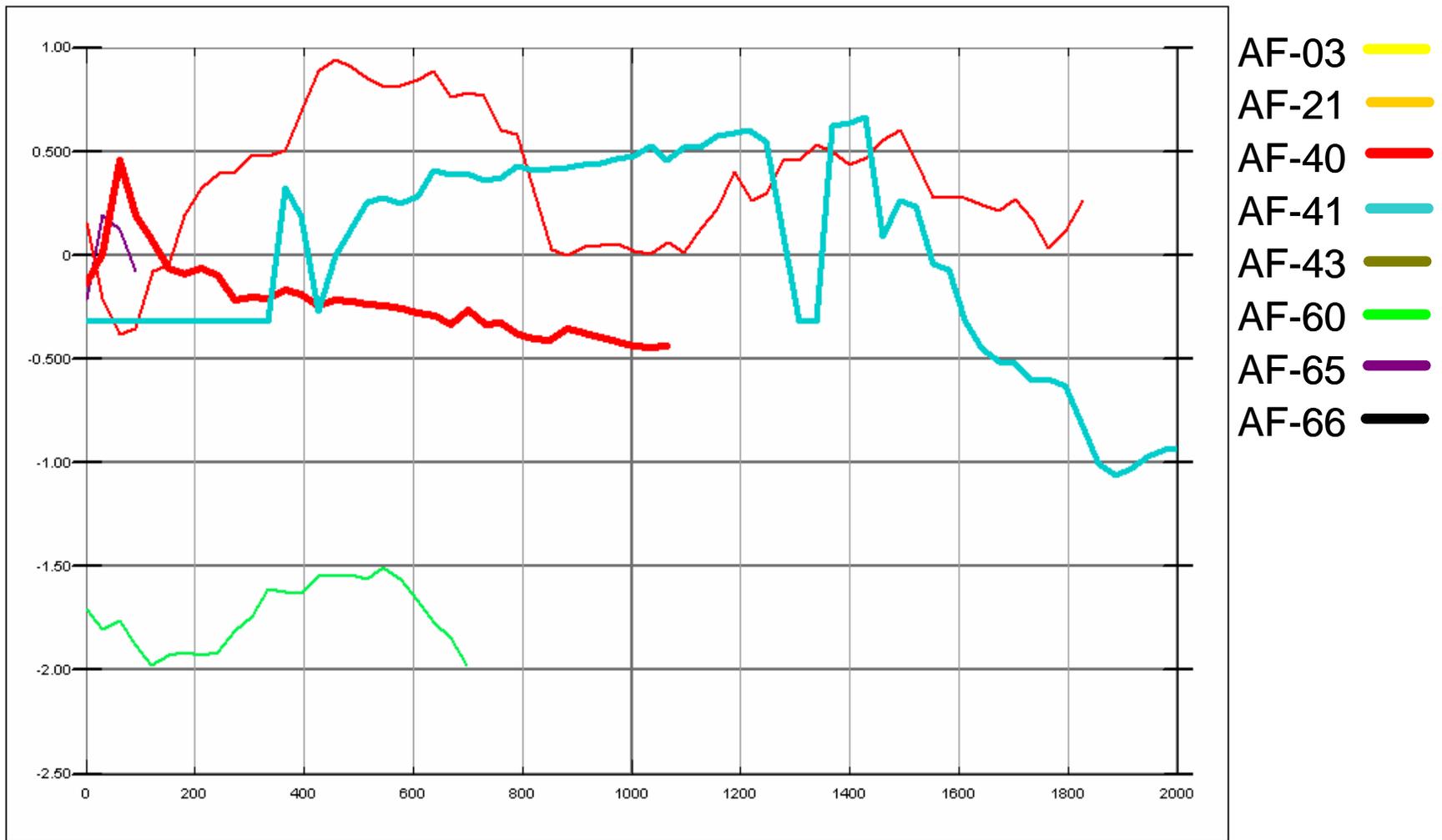


Figura 26. Mapa Grafica de Cei vs días acumulados Campo 'AF' unidad C1

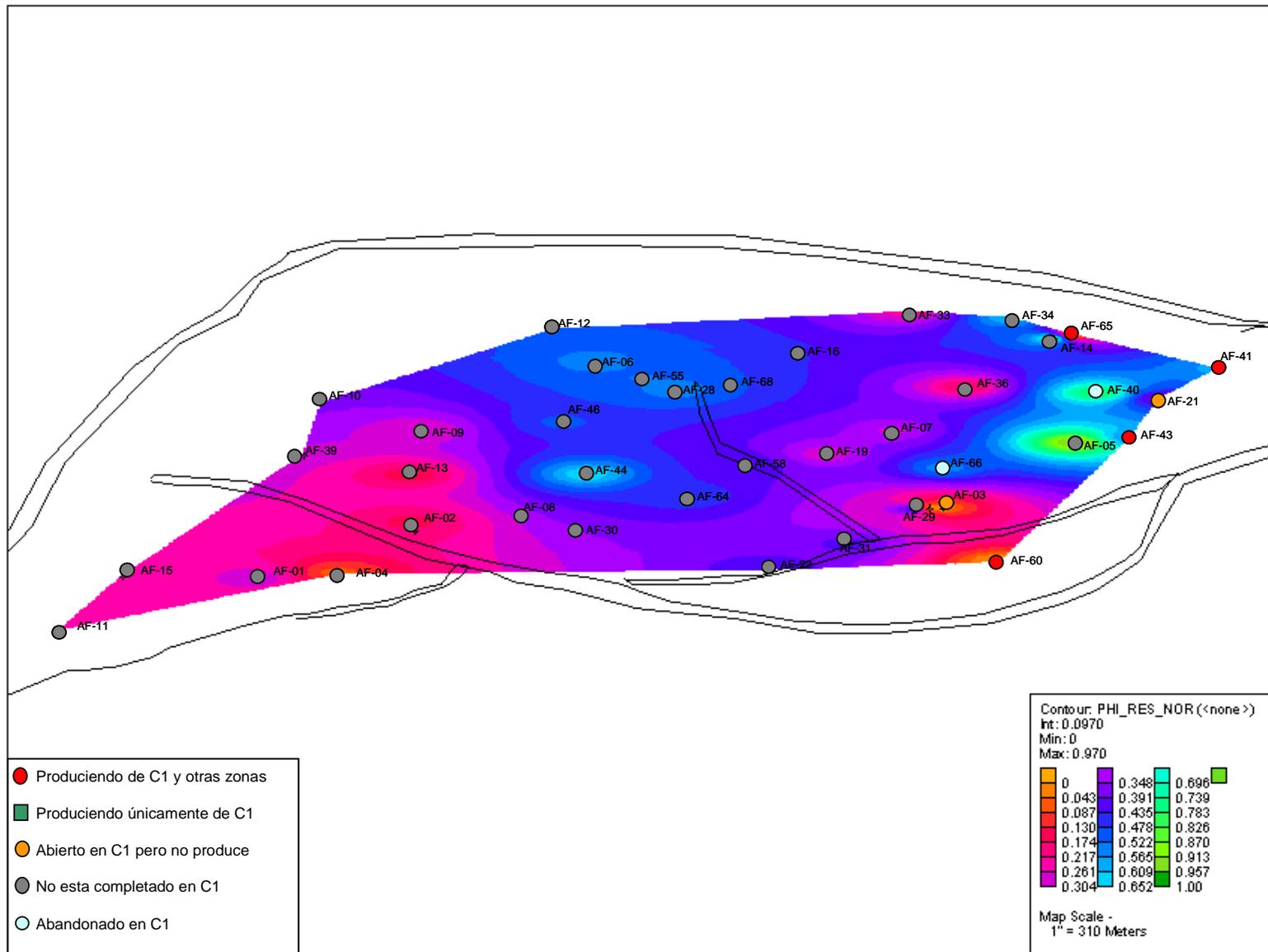


Figura 27. Mapa de KH Normalizado Campo 'AF' unidad C1

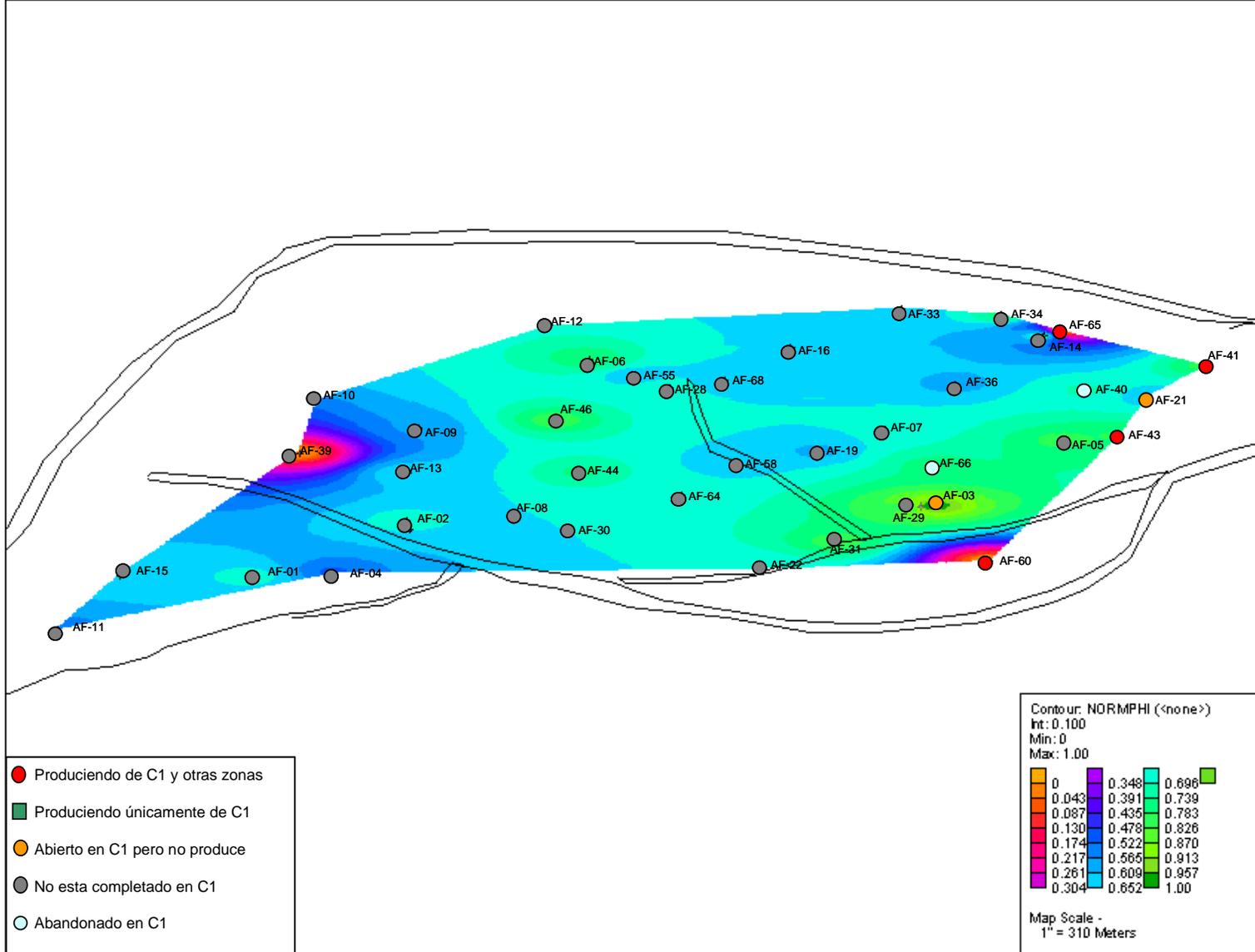


Figura 28. Mapa de porosidad Normalizado Campo 'AF' unidad C1

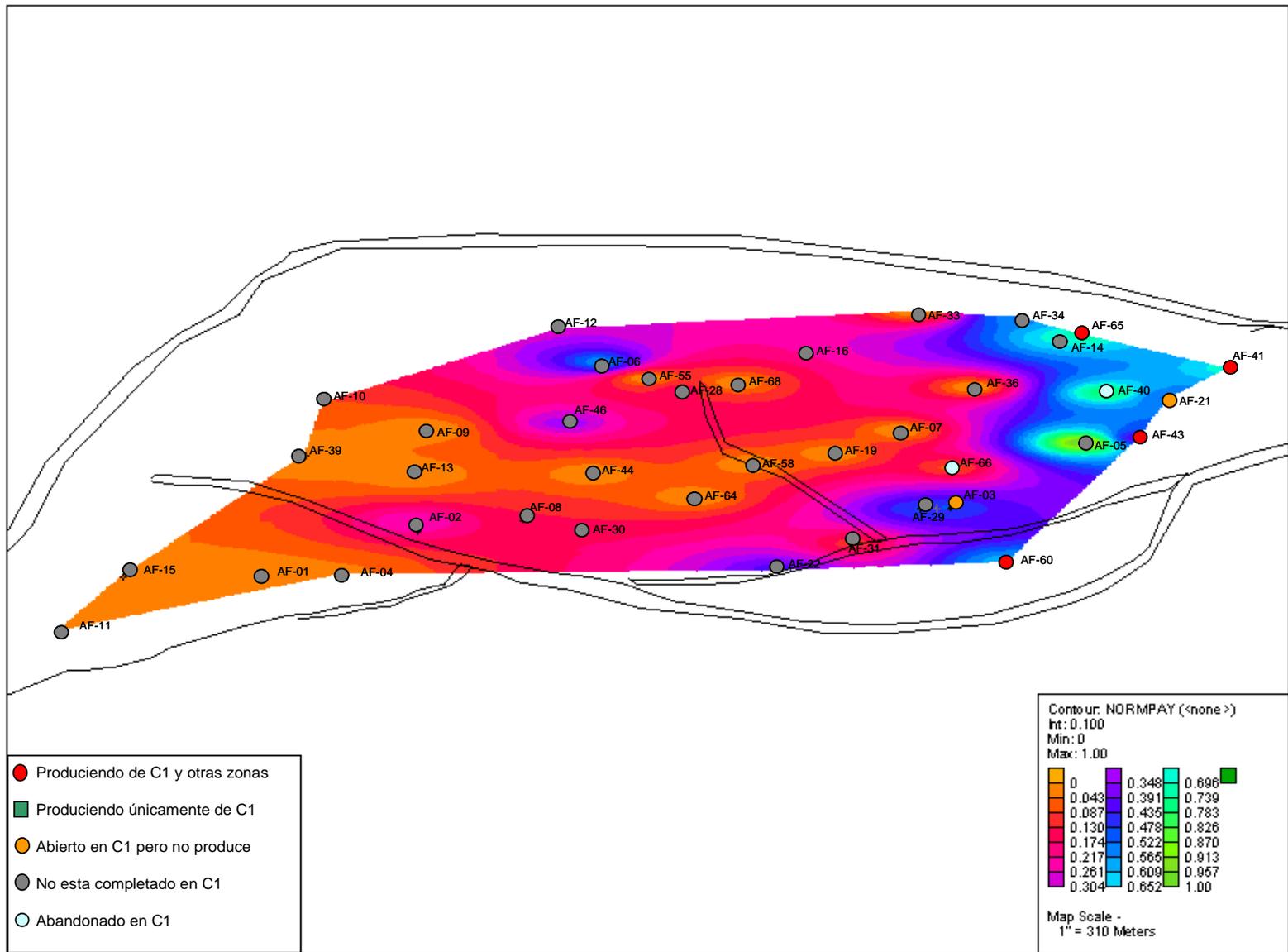


Figura 29. Mapa de Netpay Normalizado Campo 'AF' unidad C1

#### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El uso **integrado y simultáneo** de los diferentes procesos (índice de heterogeneidad, eficiencia de completamiento, mapas ) ha mostrado su validez para encontrar anomalías en el comportamiento de la producción de petróleo en un grupo de pozos completados en la misma zona.
2. Los diferentes procesos que se presentan en este documento permiten el análisis eficiente de un gran volumen de información, en un tiempo relativamente corto.
3. El empleo integrado de los diferentes procesos permite brindar buen soporte para las recomendaciones que se hace con miras a incrementar la producción de petróleo.
4. Es posible determinar pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento así como posibles locaciones para nuevos pozos.
5. El conocimiento del campo es fundamental a la hora de realizar cualquier tipo de análisis para proponer alternativas de optimización del producción.
6. Como se ha visto en los mapas y procesos, la densidad y cantidad de información de producción y monitoreo juega un papel preponderante en la calidad de las conclusiones a las que se lleguen o las decisiones que se tomen.
7. Es importante realizar un control de calidad a los datos que se van a utilizar para realizar los diferentes procesos, ya que si se hacen análisis a partir de datos errados, estos van a llegar a conclusiones equivocadas.
8. Con el desarrollo del presente trabajo quedó demostrado que la implementación de la metodología se puede realizar en diferentes plataformas de software, en este caso DSS.

## GLOSARIO

*Bo*: Factor volumétrico del petróleo.

*CEi*: Índice de eficiencia de completamiento.

*CumDays*: Cantidad de días que el pozo lleva en producción

*CumOil*: producción Acumulada de aceite de un pozo

*DSS* (Dynamic surveillance System): Aplicación Desarrollada por Landmark Graphics Corporation, por medio de la cual se aplicaron los diferentes procesos tratados en este documento.

*Di*: Índice de declinación

*EBM*: Ecuación de Balance de Materia

*EUR* (Estimated Ultimate Recovery): Recobro final estimado

*GOR*: Gas oil Relation

*H*: Espesor de arena neta

*HI*: índice de heterogeneidad

*K*: Permeabilidad

*KH*: Capacidad de Flujo, (permeabilidad \* arena neta)

*Net pay*: Espesor de la zona saturada de aceite

*OOIP*: Original Oil In Place

*Phi*: Porosidad

*Pws*: Presión estática del pozo

*Qo*: Tasa de producción de Aceite

$\bar{Q}_o$ : Tasa de aceite promedio;  $\frac{CumOil}{CumDays}$

*re*: Radio de Drenaje de un pozo

$S_o$ : Saturación de Aceite irreducible

$S_w$ : Saturación de Agua

$t$ : tiempo

$T_{cr}$ : Temperatura Critica

$T_R$ : Temperatura inicial del yacimiento

## 6. BIBLIOGRAFÍA

1. W. Gaviria y H. Borja Hocol S.A., F. Groff y S. Gamble, Schlumberger. “Optimización de producción mediante una metodología estructurada de análisis de información de campo en el campo San Francisco”. Octubre 2001 ACIPET
2. Eduardo Lozano, Vicente Gómez, Raúl Amaya, Mauro Amaya, Sandro Arango, Manuel, Montt — ECOPETROL; Leonardo Márquez, Oscar Cuadrado, Germán Rondón, Miguel, Guerrero — Schlumberger Surencó. “Aplicación De Metodología PASS Para La Identificación De Oportunidades Para Incremento De Productividad En Un Campo Maduro Del Valle Medio Del Magdalena – Colombia”.
3. A.F. Suárez, SPE, Hocol S.A.; W. Gaviria, Schlumberger; J. Pavas, Hocol S.A.; and M. Frorup, SPE, Schlumberger. “Beating the marginal well performance in a mature field: San Francisco field in Colombia”. SPE 94987
4. Schlumberger, Advanced Reservoir Management Using OFM, Bogota – Sept. 2005,
5. R. D. Reese. Schlumberger Geo Quest. “Completion Ranking using production Heterogeneity Indexing”. SPE 36604, October 1996
6. Landmark Graphics Corporation, “Introduction to DSS”, November 2002
7. F. H. Escobar, Ph.D. “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”. P 8 – 16, 166 – 176`
8. T. Ahmed, P. D. McKinney. “Advanced Reservoir Engineering”. P 292-300
9. Schlumberger. Advanced Reservoir Management Using OFM Bogota – Sept. 2005.
10. M. J. Fetkovich, SPE, E.J. Fetkovich SPE, and M.D. Fetkovich, SPE, Phillips Petroleum Co. “Useful Concepts for decline-Curve forecasting, reserve estimation and análisis”. SPE 28628

# **ANEXO**

## A. ANÁLISIS DE DECLINACIÓN

Esta parte del trabajo explicará algunos parámetros que se tuvieron en cuenta para realizar las curvas de declinación.

Las curvas de declinación son un método de estimación de reservas, que depende de la experiencia y conocimiento del campo. Las reservas se calculan hallando el área bajo la curva para las tasas de producción extrapoladas usando alguno de los modelos existentes. La tasa final de aceite normalmente es el límite económico, o en algunos casos la fecha a la cual termina el contrato de explotación del campo.

Teóricamente realizar una extrapolación a partir de curvas de declinación es un método muy sencillo, sin embargo es necesario tener en cuenta algunas variables que pueden afectar la tendencia del comportamiento de producción de aceite. En este trabajo para realizar el ajuste se usaron gráficos de dispersión de Tasa de aceite vs tiempo.

Una declinación sencilla consiste simplemente en tomar una gráfica de producción de aceite vs fecha y con un programa que lo permita realizar el ajuste al modelo deseado (armónico, hiperbolico, exponencial o una recta ) con el menor error posible. Por ejemplo en el siguiente grafico se ve el ejemplo:

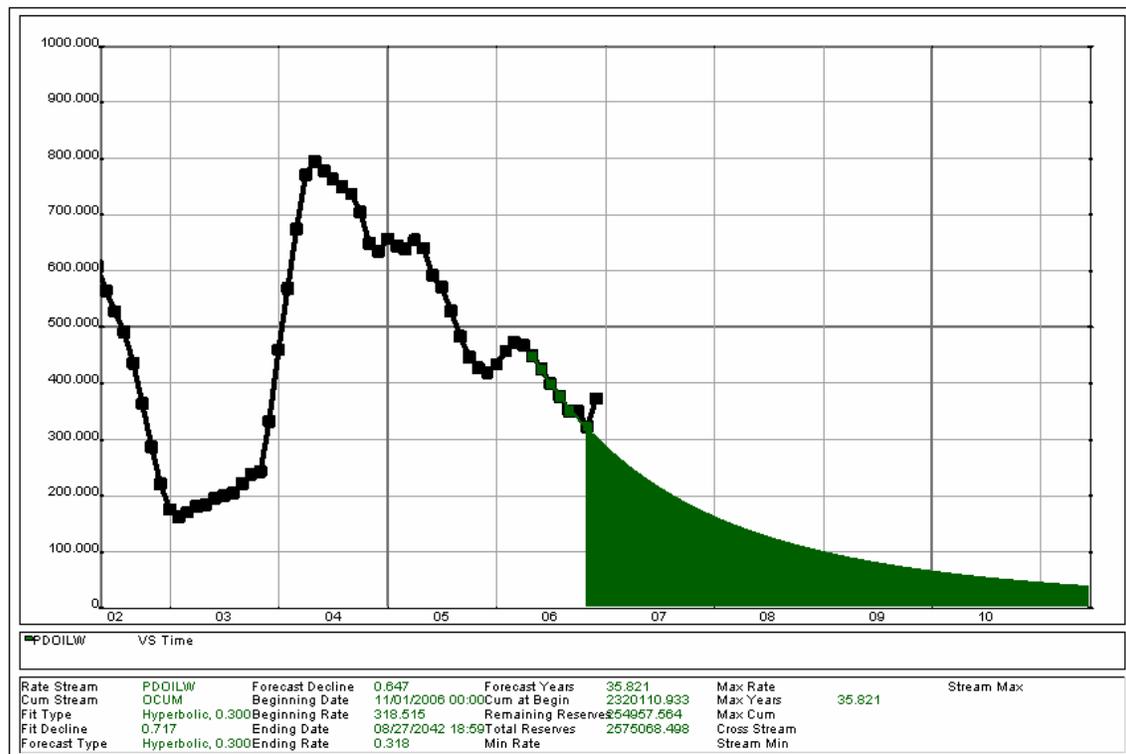


Grafico A.1

Un ejemplo mas completo, tendría en cuenta otras variables, como por ejemplo, la tasa de fluido total, el comportamiento del mecanismo artificial durante la historia de producción

del pozo, el numero de capas productoras, el comportamiento del corte de agua, entre otras. Para el campo analizado, primero se debe tener en claro que el sistema de levantamiento artificial es electro-sumergible, que el yacimiento no aporta gas libre y que la tasa total de fluido se trata de mantener constante durante la producción del pozo. En la grafica de producción siguiente se ven tres variables graficadas: tasa de aceite (línea Negra), Tasa total de fluido (línea vinotinto) y corte de Agua (línea Azul).

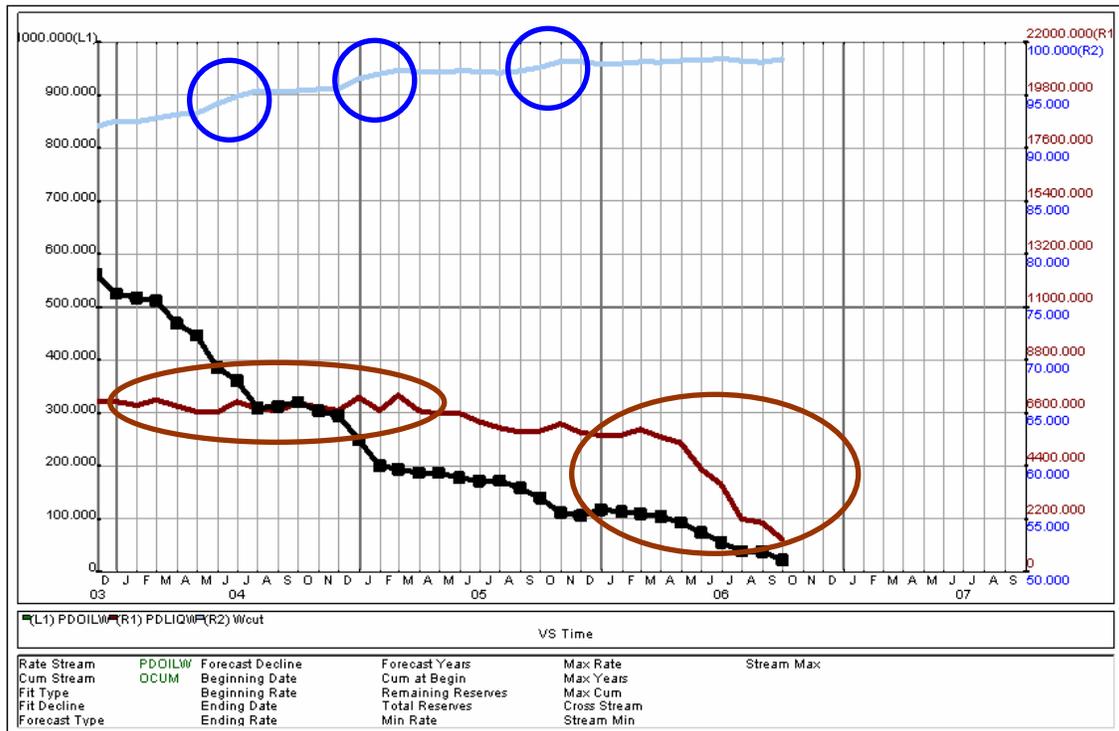


Grafico A.2

Primero es elemental resaltar el comportamiento de la tasa de fluido total, es importante para realizar una estimación que el caudal de fluido se comporte de forma regular, al final de la línea se ve que el caudal cae bruscamente esto es ocasionado por que la bomba ya ha funcionado mucho tiempo lo que ocasiona que esta pierda eficiencia y ocasione que la tasa de fluido caiga de esa forma, por lo cual si se toman los últimos puntos para realizar el ajuste como se muestra en la siguiente figura, esto va a llevar un error al estimar las reservas, ya que se va a estimar un numero mucho menor al real, ya que muy posiblemente cuando se realice un cambio de bomba se restaure el caudal de fluido al valor que llevaba con anterioridad.

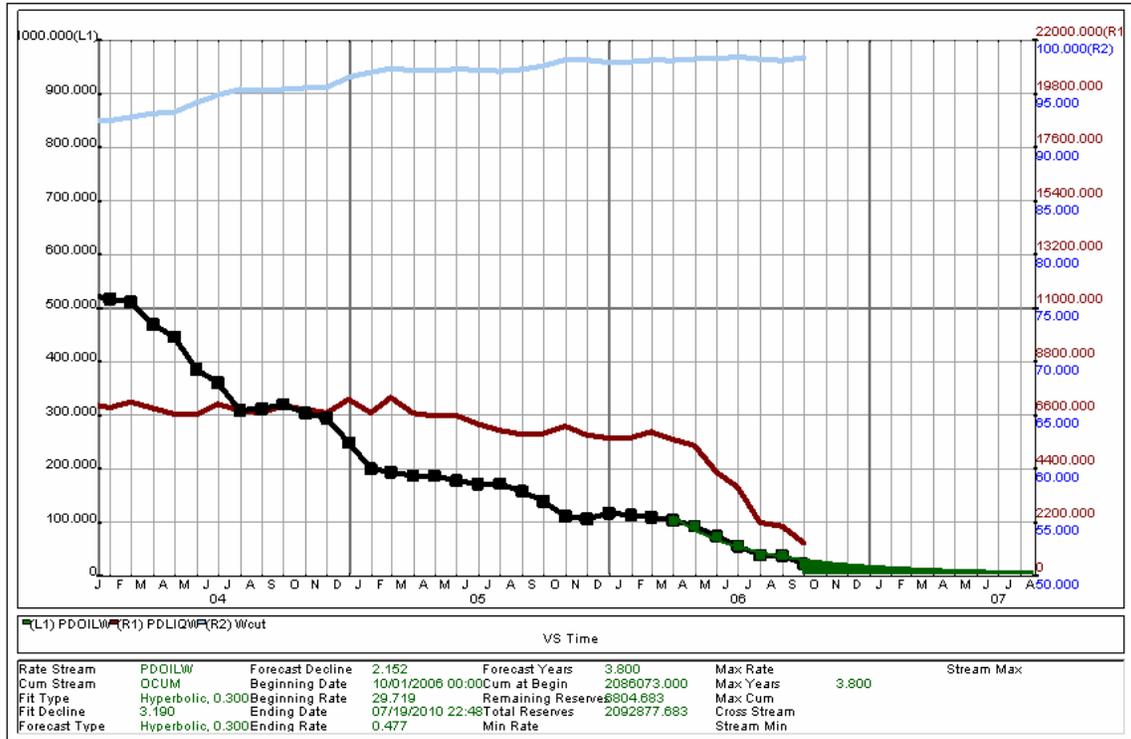


Gráfico A.3

Los cambios repentinos de corte de agua que están señalados en la figura A.2 también es importante tenerlos en cuenta. Este comportamiento se ve en los pozos que están completados en varios intervalos y cada uno tiene un corte de agua distinto al otro y también varían de forma diferente, lo que ocasiona que un intervalo llegue a 100% de corte de agua primero que los demás, lo que ocasiona un cambio brusco en el corte de agua cada vez que un intervalo alcance un corte de agua de 100%.

Teniendo en cuenta lo anterior, para realizar la curva de declinación es recomendable utilizar una sección de curva en la que la tasa de fluido sea mas o menos constante y que haya un cambio de pendiente en la curva de corte de agua, una posibilidad puede ser la mostrada en el grafico A.4.

Después de que se tenga una curva que represente el la tendencia de comportamiento en condiciones “normales” de operación se puede usar esa curva para calcular cual seria el recobro final estimado del pozo hasta el limite económico (ver Gráfico A.5).

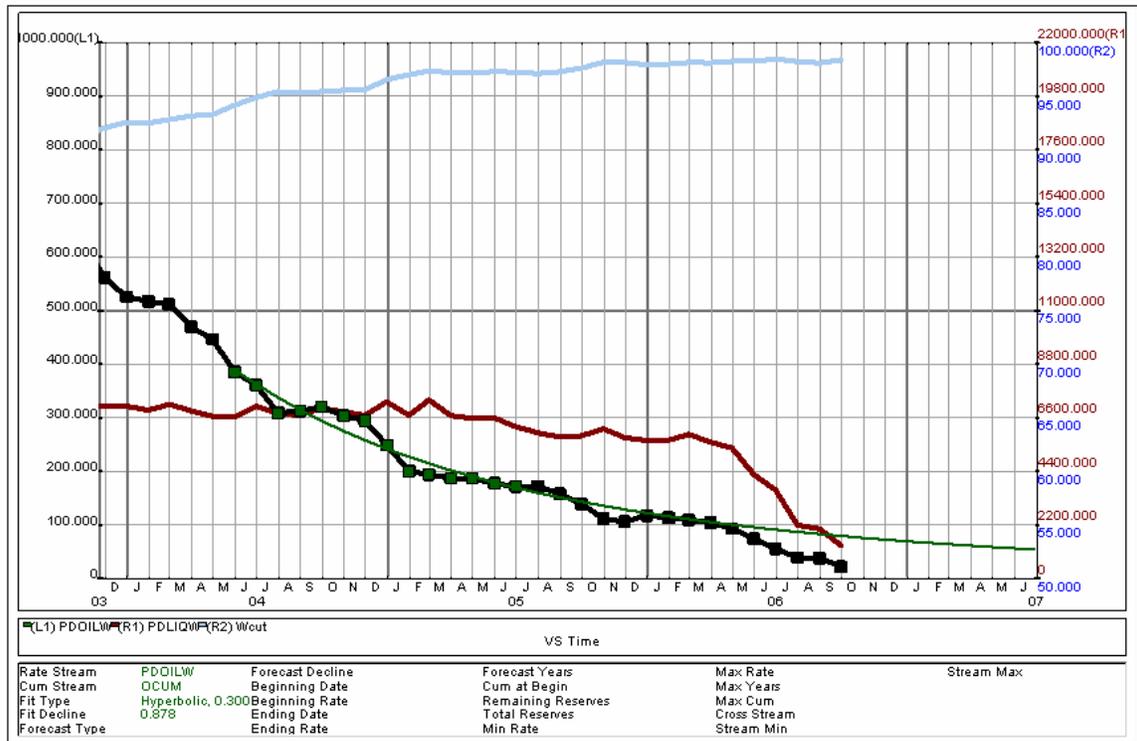


Gráfico A.4

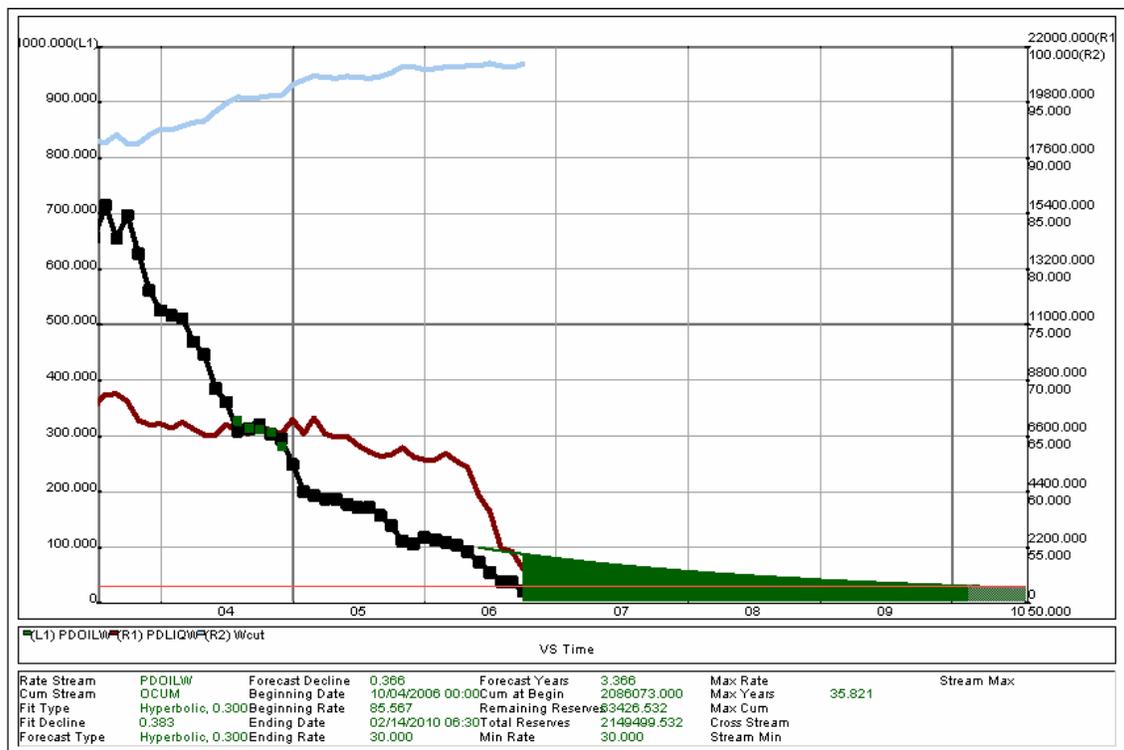


Gráfico A.5

El caudal de aceite inicial para realizar la estimación se puede aproximar a partir del corte

de agua actual y de la tasa de fluido a la cual se tenia produciendo el pozo.

De esta forma es posible tener un valor más aproximado del recobro final estimado para un pozo.