

# **Factibilidad en la aplicación de tecnología para la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos en la Empresa Mixta Petromonagas en el bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco**

**A. González – Rosneft [agonzalez@vz.rosneft.ru](mailto:agonzalez@vz.rosneft.ru), J. Costero PDVSA Petromonagas [costerojt@pdvsa.com](mailto:costerojt@pdvsa.com); C. Pulido PDVSA Petromonagas [pulidocm@pdvsa.com](mailto:pulidocm@pdvsa.com), E. Larez PDVSA Petromonagas [larezeh@pdvsa.com](mailto:larezeh@pdvsa.com)**

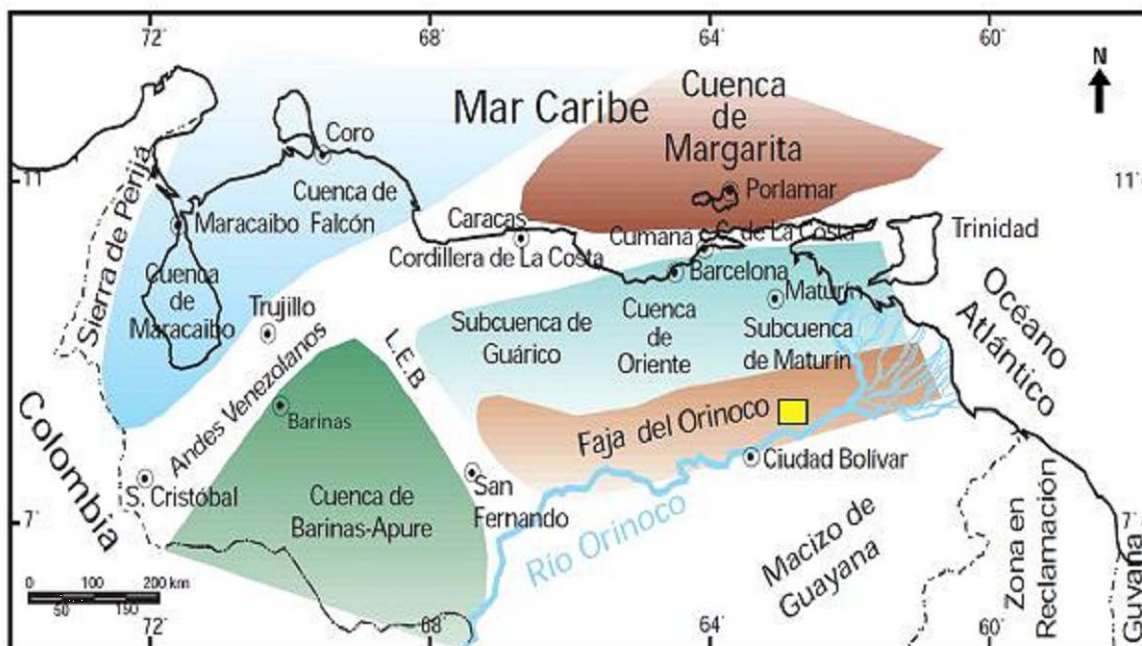
## **RESUMEN**

Carabobo es una de las cuatro áreas principales de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Actualmente es el área de la FPO con mayor producción y contiene un volumen considerable de reservas. El objetivo de este trabajo es realizar una evaluación técnica espacial de los procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) los cuales puedan ser factibles en la Empresa Mixta (EMx) Petromonagas, mediante la ejecución de pruebas Pilotos. La metodología considera la formulación de relaciones matemáticas entre parámetros de roca y de los fluidos: permeabilidades, saturaciones residuales de petróleo, arena neta petrolífera, entre otros factores; en este aspecto se debe incluir el riesgo e incertidumbre relacionado al proceso de recuperación mejorada que se desean identificar, explicar y mitigar durante la prueba piloto. Con esta metodología se determinarán las zonas factibles para la aplicación de tecnologías de RMH. Los procesos de recuperación mejorada tienen factores particulares de influencia que deben ser especificados en el proceso previo de selección. La definición de variables o parámetros son claves. Los resultados obtenidos aplicando esta metodología permitirán definir áreas potenciales para ser desarrolladas en una futura etapa de explotación. En conclusión se determinaron las áreas prospectivas dónde aplicar diferentes tecnologías para la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos en el área de EMx Petromonagas

## **INTRODUCCIÓN**

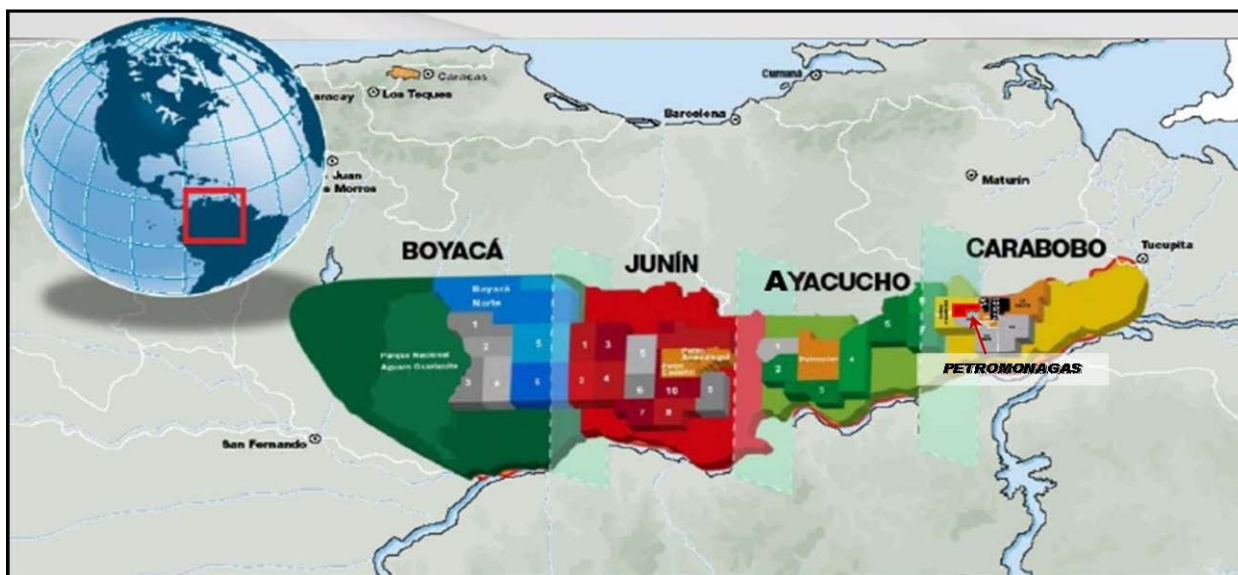
La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), Figura 1, es la más grande acumulación de hidrocarburos extra pesados del mundo, con un Petróleo Original en Sitio (POES) aproximado de 1.360 MMBls., distribuidos en un área de 54.314 km<sup>2</sup> en la margen Sur de La Cuenca Oriental de Venezuela. La Faja está dividida en cuatro áreas de Oeste a Este: Boyacá (Anteriormente Machete), Junín (Zuata), Ayacucho (Hamaca) y Carabobo (Cerro Negro).

El Campo Cerro Negro se encuentra ubicado en la FPO, Bloque Carabobo, en el Oriente de Venezuela, al Sur de la Cuenca Oriental, Subcuenca de Maturín, dentro del Municipio Independencia del Estado Anzoátegui. (Figura 1)



**Figura 1. Ubicación geográfica relativa del campo Cerro Negro, S.A. Tomado y modificado del WEC, (L.E.B. Lineamiento del Baúl)**

El 29 de octubre del 2007, según Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.798, el Estado Venezolano a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, aprueba la constitución de la empresa mixta Petromonagas. Dicha empresa está delimitada dentro del Bloque Carabobo de la faja Petrolífera del Orinoco (Figura 2), al sur de la ciudad de Maturín, cubriendo un área aproximada de 184,86 km<sup>2</sup> y tiene una superficie aproximada de ciento cincuenta kilómetros cuadrados (150,07 km<sup>2</sup>). Actualmente la EMx Petromonagas está conformada en 60% por PDVSA y 40% por la transnacional Rosneft y tiene una producción promedio de 130 mil barriles de petróleo diarios.



**Figura 2. Ubicación Espacial de La Faja Petrolífera del Orinoco y del área asignada a la Empresa Mixta Petromonagas, S.A.**

La Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) se define como el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el crudo que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria).

Aproximadamente el 30% del petróleo puede extraerse con los métodos tradicionales, por tanto, quedan enormes cantidades de petróleo por recuperar de los puntos de extracción actuales o incluso de los ya abandonados; esto se debe a que la mayor cantidad del petróleo se encuentra en el medio poroso, es decir, en la roca.

Existen diferentes métodos de recuperación mejorada, algunos aplican calor y otros no, donde los grandes grupos son térmicos y no térmicos. Los térmicos son utilizados con preferencia para los crudos pesados, mientras los no térmicos son utilizados para crudos livianos, aunque algunos pueden ser aplicables a crudos pesados.

Se han propuesto también métodos de recuperación los cuales son combinaciones de otros, como por ejemplo la inyección alcalina con surfactantes y polímeros. De igual manera se han sugerido y probado muchas combinaciones de vapor con químicos y solventes.

### **Marco Regional**

El crudo presente en el área se clasifica como extra pesado con un valor promedio de 8,5 °API. La Formación Oficina de la Faja Petrolífera del Orinoco en el área de Cerro Negro, se divide en Miembro Morichal; caracterizada por areniscas masivas progradantes y la intercalación de lutitas y areniscas transgresivas; el Miembro Yabo; representa una secuencia lutítica con intercalaciones ocasionales de areniscas y limolitas; y los miembros Jobo y Pílon del área de Cerro Negro que es una secuencia predominantemente arenosa (AUDEMAR ET AL. 1985). Las principales reservas del campo se encuentran en el Miembro Morichal y el mismo está formado por arenas macizas de grano fino a grueso y escogimiento variable, que forman paquetes de 100 a 200 pies, y subdividido en unidades informales (Morichal Superior, Morichal Medio y Morichal Inferior) separados por delgados intervalos lutíticos. El Miembro Morichal yace discordantemente sobre el basamento Igneo-Metamórfico Precámbrico del Macizo Guayanes. En la Figura 3 se muestra la columna estratigráfica del campo

## MODELO ESTRATIGRÁFICO

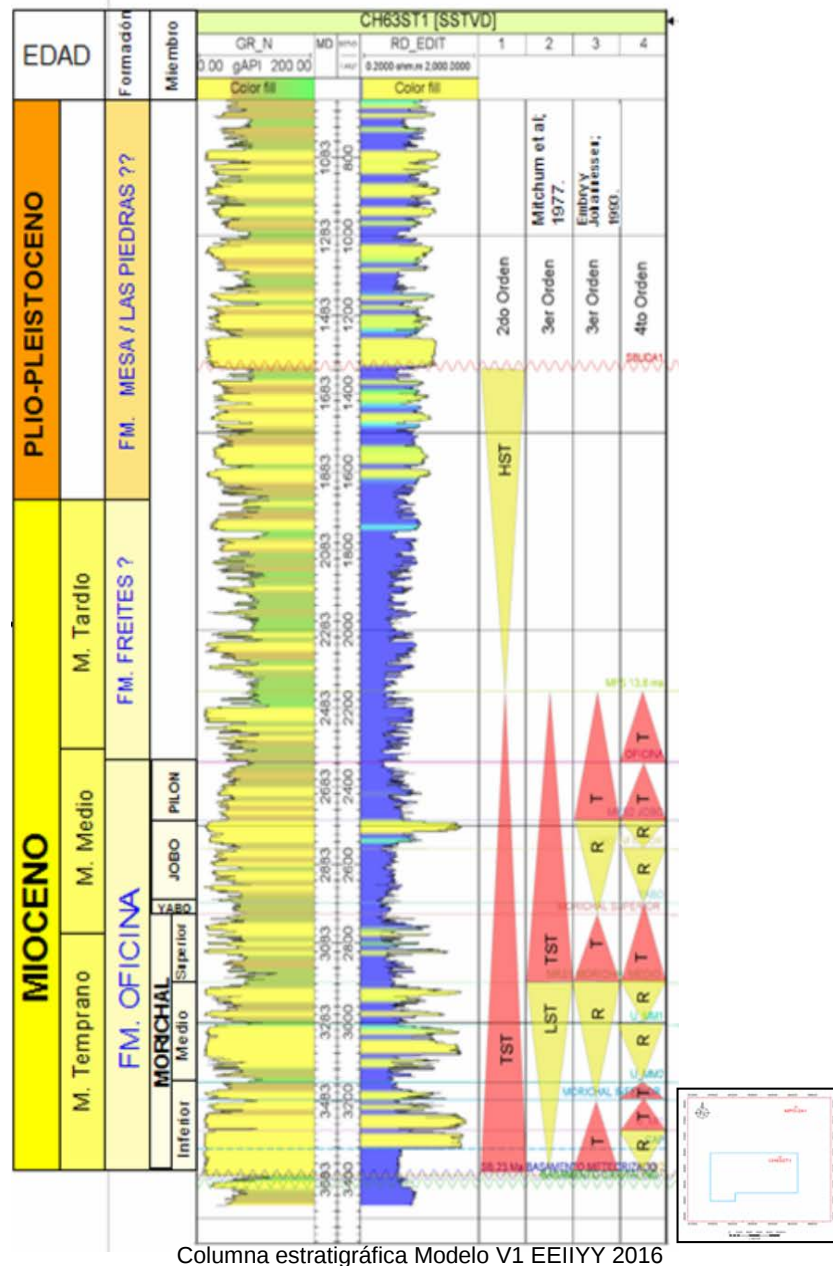


Figura 3. Columna Estratigráfica del Área de la Empresa Mixta Petromonagas. S.A.

## METODOLOGÍA

### Construcción De Los Mapas De Tecnología

Mediante los avances registrados en materia de modelado de yacimientos, se pudo realizar técnicas con criterios estáticos y dinámicos en la selección de las áreas con las condiciones para la aplicación de métodos de RMH, en función de parámetros de campo como presión, viscosidad, porosidad, volumen de arcilla, espesor contactado y saturación de agua.

Este tipo de técnicas es de gran importancia y facilitan la propuesta espacial de métodos de recuperación, debido a la alta heterogeneidad lateral y vertical y de las propiedades de la formación, las cuales son representadas dentro de un modelo geoestadístico 3D. Estas nuevas herramientas permiten además, localizar fallas y cambios producidos en la estratigráfica que podrían afectar la eficiencia de los esquemas de implantación.

Se utilizó un software comercial para la generación de los mapas utilizando criterios técnicos de RMH. Partiendo de un modelo estático geocelular 3D, lo que permitieron la discretización de los parámetros estáticos y dinámicos de los yacimientos.

El modelo geocelular utilizado fue el realizado por el equipo técnico de EE.II.YY. Petromonagas, el mismo cuenta con las siguientes dimensiones de 187 celdas en dirección X, 132 en dirección Y y 179 capas. La longitud en cada uno de los boques en dirección I, J es de 100 metros respectivamente, mientras que el espesor promedio de cada capa es de 5 pies. El modelo de yacimiento consistió de 187\*132\*179 (4.418.436) de bloques en total, en una malla con la geometría de la poligonal asignada a la empresa mixta Petromonagas, orientada bajo el sistema de coordenadas UTM, con un espesor promedio de 1.831' y una profundidad entre -1.914' y -3.726', el cual corresponde a los niveles del yacimiento representado por el Miembro Morichal.

El modelo estático representa las propiedades físicas del yacimiento mediante la integración de los modelos estratigráfico, sedimentológico, estructural y petrofísico del área, lo cuales a su vez, son representados en un modelo geocelular 3D donde se puede visualizar los límites del yacimiento, características de la formación productora, los acuíferos, fallas, discontinuidades y los volúmenes originales de hidrocarburo.

El modelo geocelular esta soportado mediante los siguientes datos de yacimiento:

- Análisis de núcleos.
- Registros eléctricos de pozos.
- Integración estática (sedimentología, estratigrafía, petrofísica y análisis estructural) y producción.
- Estructura y arquitectura del yacimiento mediante propiedades estáticas 3D.
- Propiedades de los fluidos como viscosidad y presiones.

Dentro del modelo geoestadístico se encuentra una representación de las propiedades distribuidas como porosidad, permeabilidad, espesores netos y brutos, volumen de arcilla, saturación de agua, volumen original y conectividad vertical.

Las propiedades utilizadas en la discretización espacial para la aplicación de los métodos se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 1. Propiedades modelo geocelular 3D.

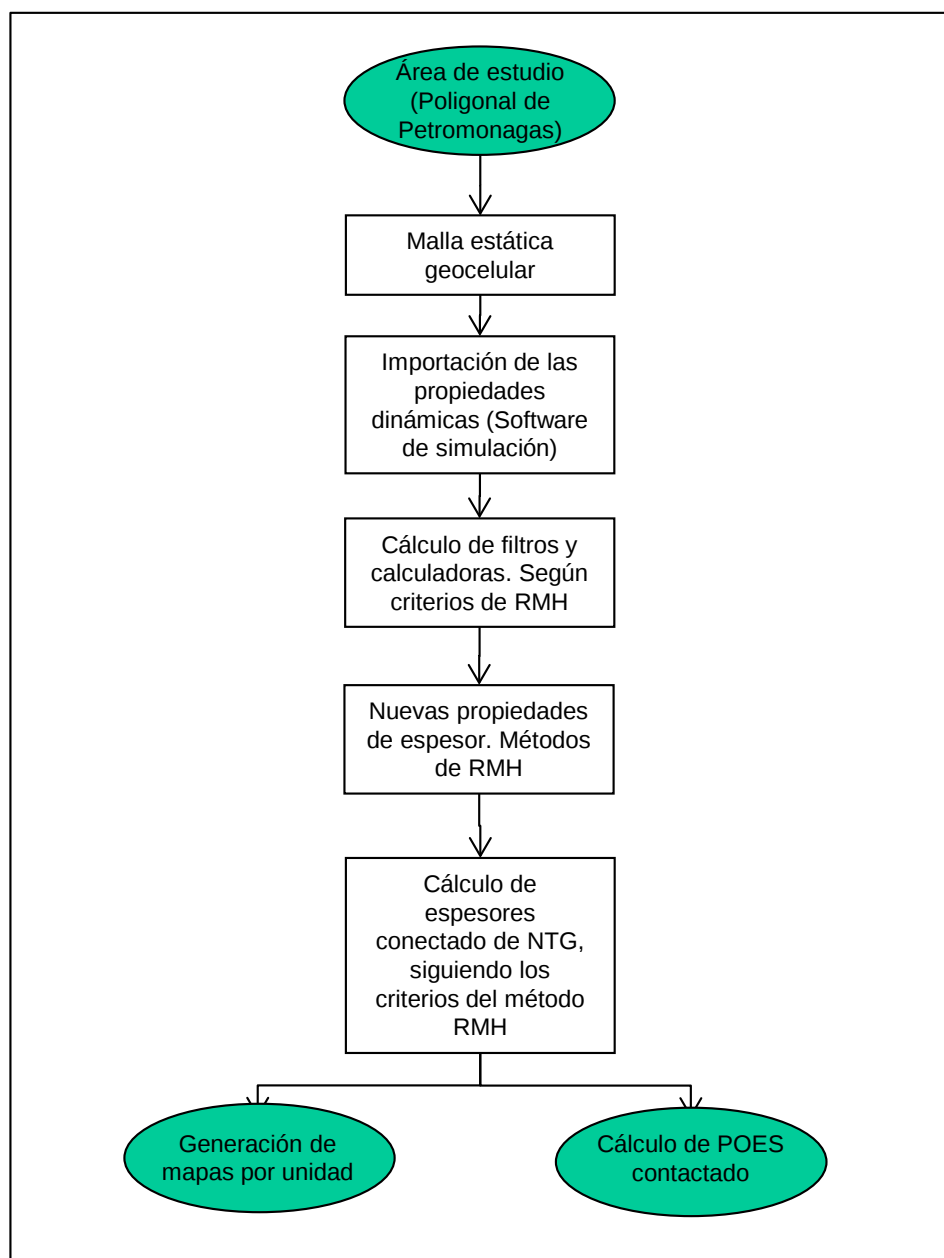
| PROPIEDAD | DESCRIPCIÓN                                                                                         | RANGO DE DATOS                                                      |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| Vsh       | Volumen de arcilla. Generada del escalado de la propiedades petrofísicas.                           | Rango de datos general: 0 a 1.<br>Promedio zonas productoras: 0.12  |
| PHIE      | Porosidad efectiva. Generada del escalado de la propiedades petrofísicas.                           | Rango de datos general: 0 a 42%.<br>Promedio zonas productoras: 29% |
| Sw        | Saturación de agua. Generado a partir de la Sw (Simandoux modificado) escalada.                     | Rango de datos general: 0 – 1.<br>Promedio zonas productoras: 0.30  |
| KH        | Permeabilidad horizontal. Generado a partir de la ecuación del modelo petrofísico de Permeabilidad. | Rango de datos general: 0 a 40D.<br>Promedio zonas productoras: 9D  |
| NTG       | Net to Gross. Generado a partir de la aplicación de los cortes petrofísicos de Vsh, PHIE y Sw.      | Rango de datos general: 0 – 1                                       |

**Viscosidad:** La viscosidad es una propiedad que tiene influencia en la factibilidad de procesos recuperación en crudos pesados y está en función de las valores de temperatura en el yacimiento. Los valores promedios observadas en el campo se encuentran en el rango entre 500 y 5000 cps. Esta propiedad fue extraída del modelo de simulación.

**Profundidad:** Los procesos de RMH cuyo objetivo sean crudos pesados y extrapesados , están sujetos a un mínimo y un máximo de profundidad. Los valores de profundidad de los yacimientos en estudio se encuentran entre -1914' y 3726'.

**Heterogeneidad del yacimiento:** La heterogeneidad en el yacimiento se presenta tanto a niveles micros (nivel de poro), hasta niveles macro (unidades estratigráficas). El miembro morichal se vuelve mucho más heterogéneo desde la base (Morichal Inferior) hasta el tope (Morichal Superior). Los niveles de heterogeneidad están representados en la malla por el escalamiento de 5 pies de las celdas.

Con la información anterior fue posible construir mediante el software la simulación un modelo que correlacione los criterios de selección de cada uno de los métodos RMH. El proceso para la discretización espacial de las áreas se ilustra en el siguiente flujograma de trabajo. Figura 4.



**Figura 4.- Flujograma de trabajo para la construcción de los mapas de tecnología.**

Se realizó la comparación de propiedades del yacimiento y sus fluidos partiendo de los criterios propuesto por el Proyecto Magna Reserva con el objetivo de determinar las áreas donde los métodos de recuperación mejorada sean viables técnicamente para ser aplicados en el campo Petromonagas.

Las propiedades comparadas con los criterios de selección son mostradas en la tabla 2. Mediante el uso del software (filtros y calculadoras) se cotejó una a una las propiedades del yacimiento y sus fluidos, para al final determinar un cubo de propiedades con espesores netos contactados y así definir el área que cumpla con las especificaciones del método.

En la tabla 2 se muestran los criterios seleccionada para las diferentes tecnologías, teniendo como fuente el Proyecto Orinoco Magna Reserva / Panterra.

**Tabla 2. Criterios de selección de Mapas de Tecnologías**

| <b>CRITERIOS</b>       | <b>SAGD</b> | <b>IAV</b> | <b>ICV</b> | <b>HASD</b> | <b>POLÍMEROS</b> |
|------------------------|-------------|------------|------------|-------------|------------------|
| <b>Prof. (TVD)</b>     | < 4500      | < 4500     | < 4500     | < 4500      | < 5000           |
| <b>Presión (lpc)</b>   | < 1800      | 400-1800   | < 1800     | < 1800      | 400-1800         |
| <b>Vshale</b>          | < 0,35      | < 0,35     | < 0,35     | < 0,35      | < 0,35           |
| <b>Kv / Kh</b>         | -           | < 0,6      | < 0,6      | < 0,6       | < 0,6            |
| <b>Viscosidad (cP)</b> | > 200       | 50 - 8000  | 50 - 8000  | 50 – 8000   | 50 – 4000        |
| <b>Porosidad (%)</b>   | > 20        | > 20       | > 20       | > 20        | > 4              |
| <b>ANP (Pies)</b>      | > 50        | > 30       | > 30       | > 20        | 10 – 80          |
| <b>Sw</b>              | 0,25 – 0,40 | < 0,50     | -          | -           | -                |

**SAGD:** “Steam Assisted Gravity Drainage”

**IAV:** Inyección Alternada de Vapor.

**ICV:** Inyección Continua de Vapor

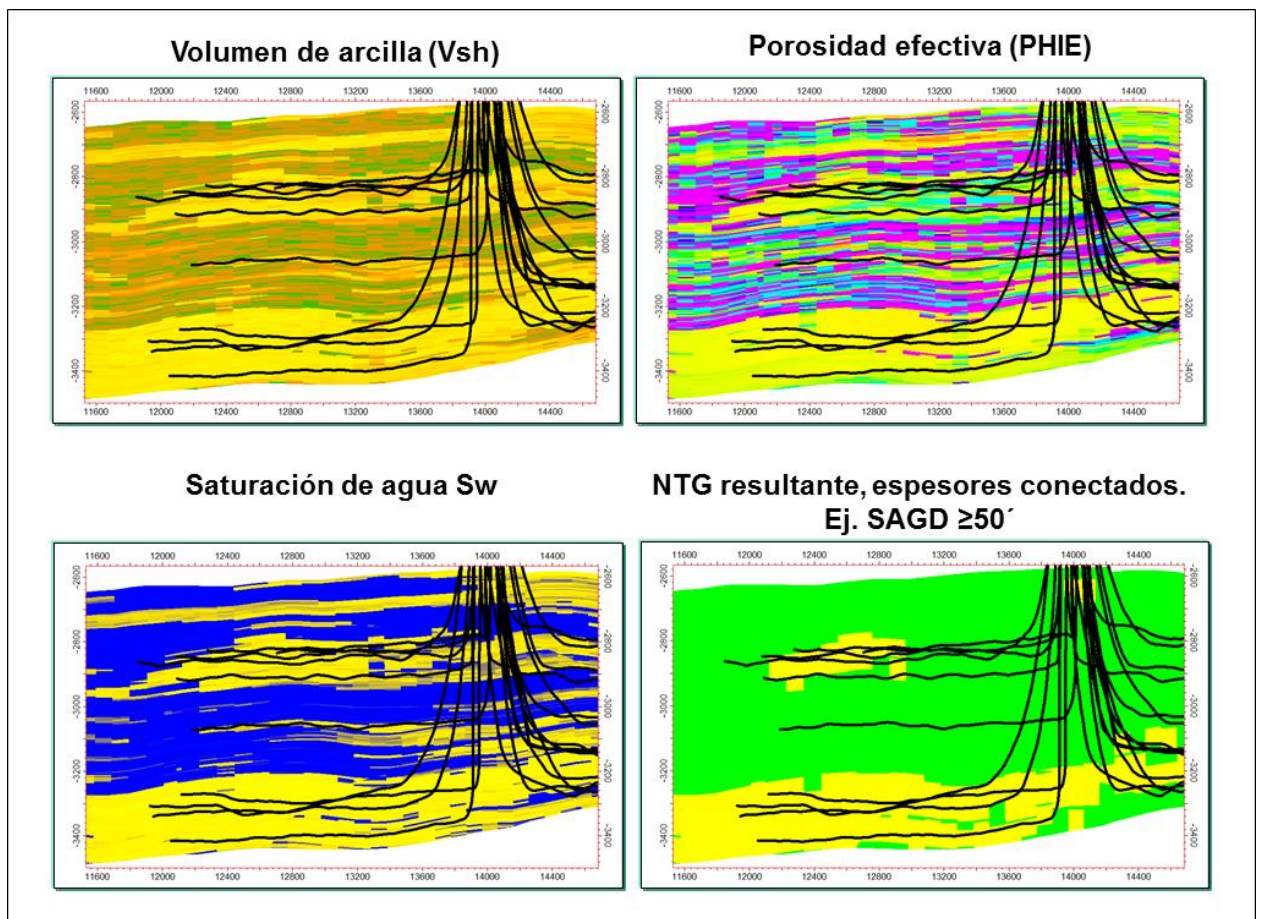
**HASD:** “Horizontal Alternate Steam Drive”

Mediante la conectividad vertical de las celdas del cubo de NTG resultante, se pudo constatar los espesores conectados. La aplicación de fórmulas mediante el software, generó una propiedad de interés que contienen los valores de espesores. En esta etapa se logró discretizar el yacimiento y se generó una malla para el cálculo volumétrico y generación de los mapas de tecnología.

En cada etapa del flujo de trabajo se realizó control de calidad y análisis de los resultados.

## **DESARROLLO**

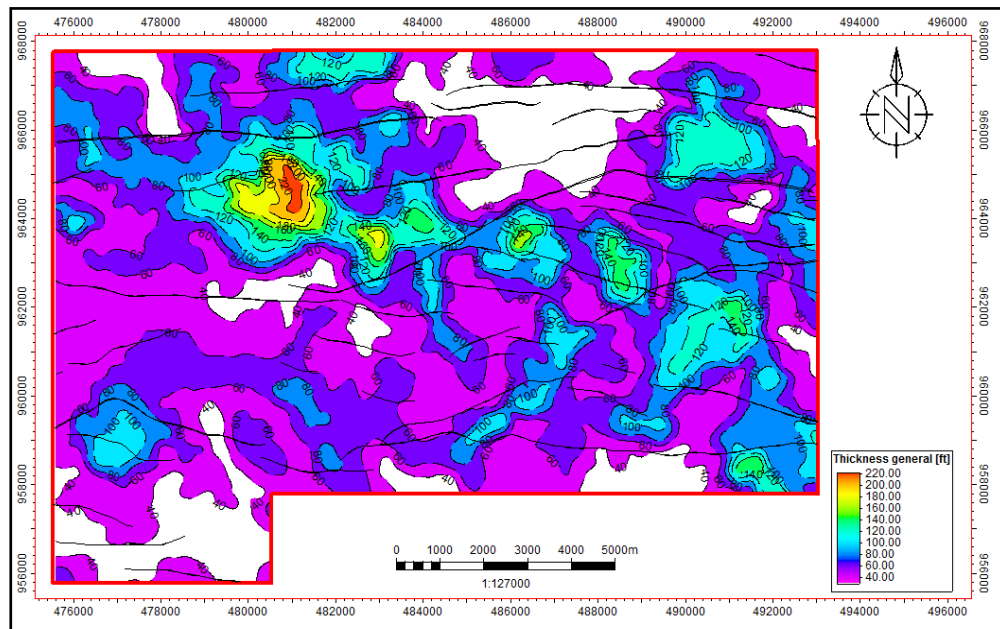
A continuación se muestra una intersección vertical sobre el modelo geocelular con algunas de las propiedades involucradas en los cálculos:



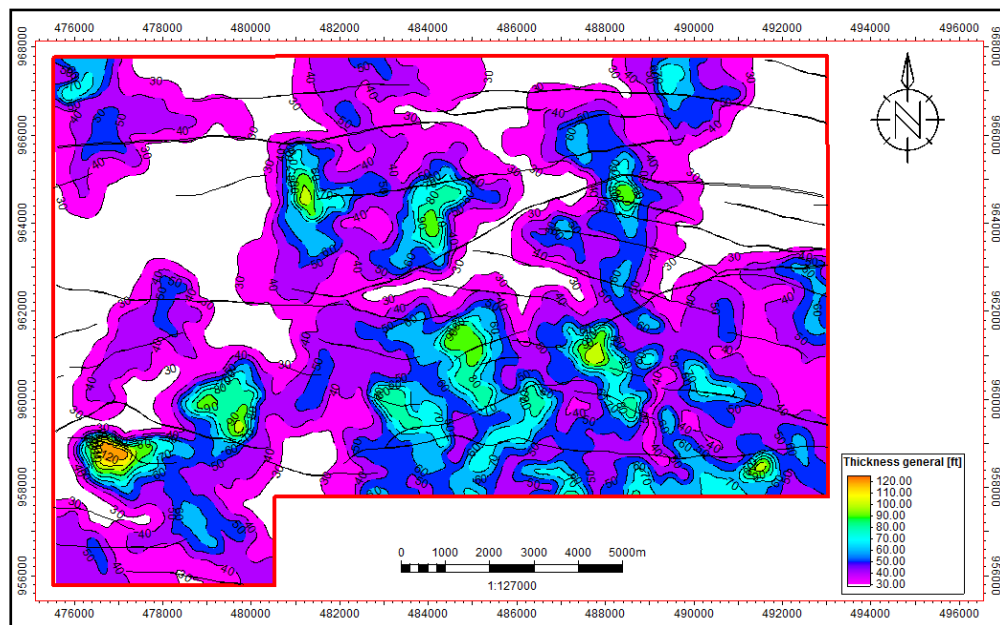
**Figura 5.- Sección donde se muestra las propiedades utilizadas y generadas.**

Los mapas muestran los espesores promedios de arena neta contactada por cada uno de los métodos de RMH aplicado a las unidades productoras del campo.

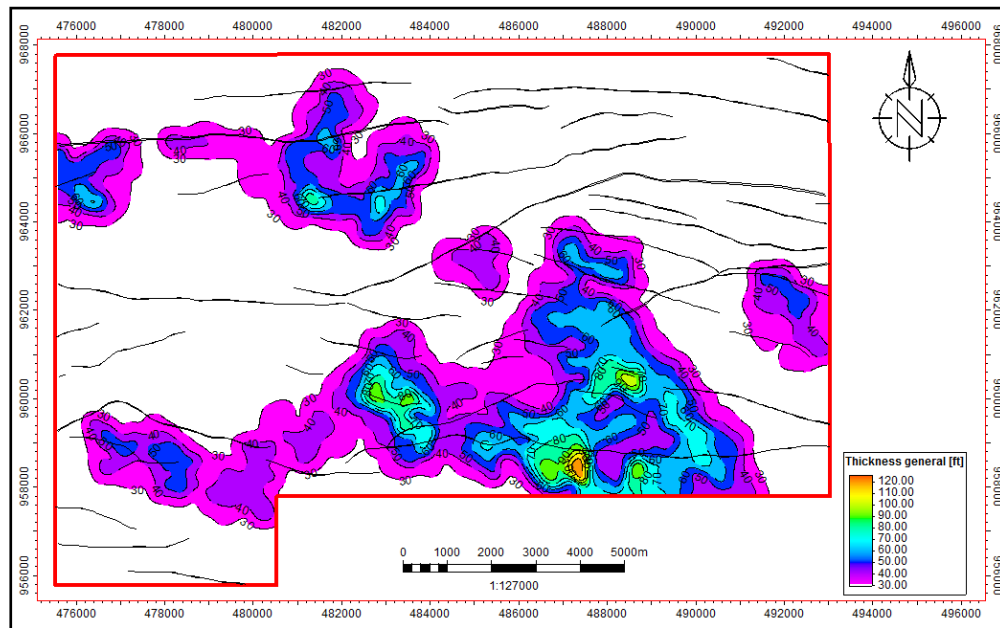
Mapas de espesor promedio de las arenas contactadas por la Tecnología Inyección Alternada de Vapor (IAV) / Inyección Continua de Vapor (ICV):



**Figura 6.- IAV/ICV. Unidad Morichal Inferior.**

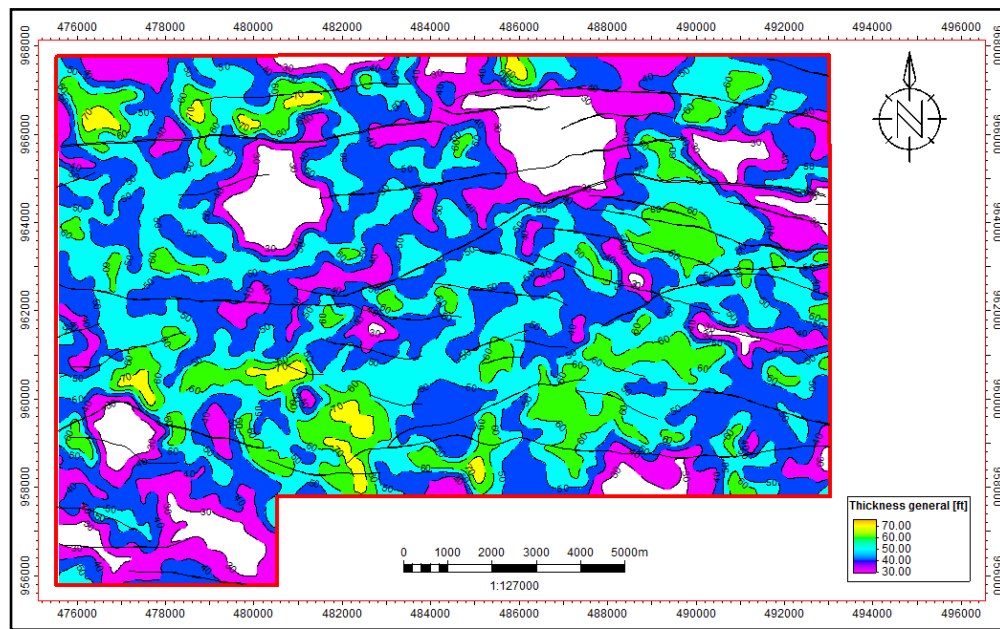


**Figura 7.- IAV/ICV. Unidad Morichal Medio.**

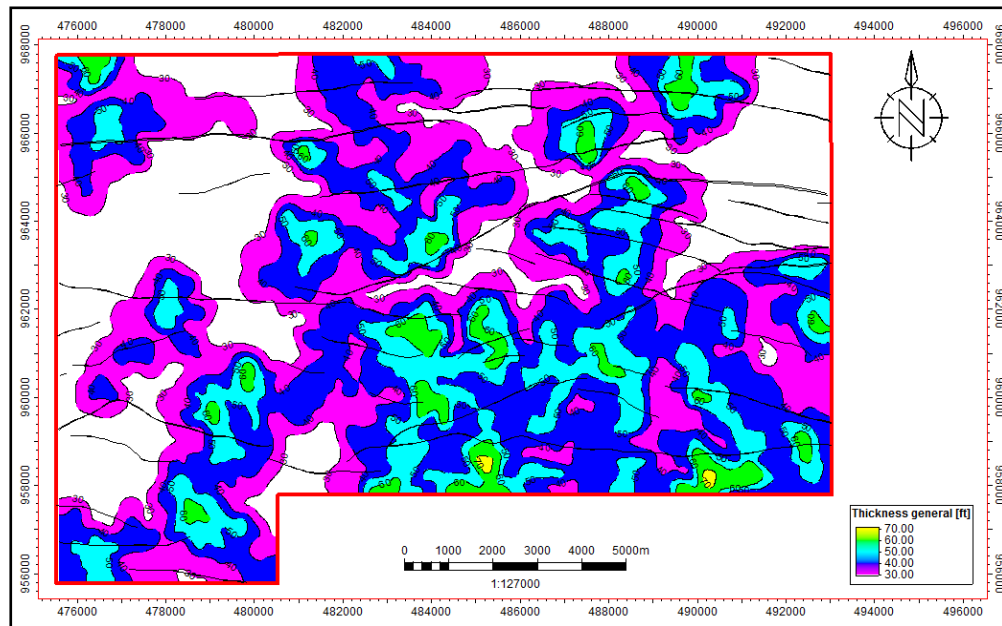


**Figura 8.- IAV/ICV. Unidad Morichal Superior.**

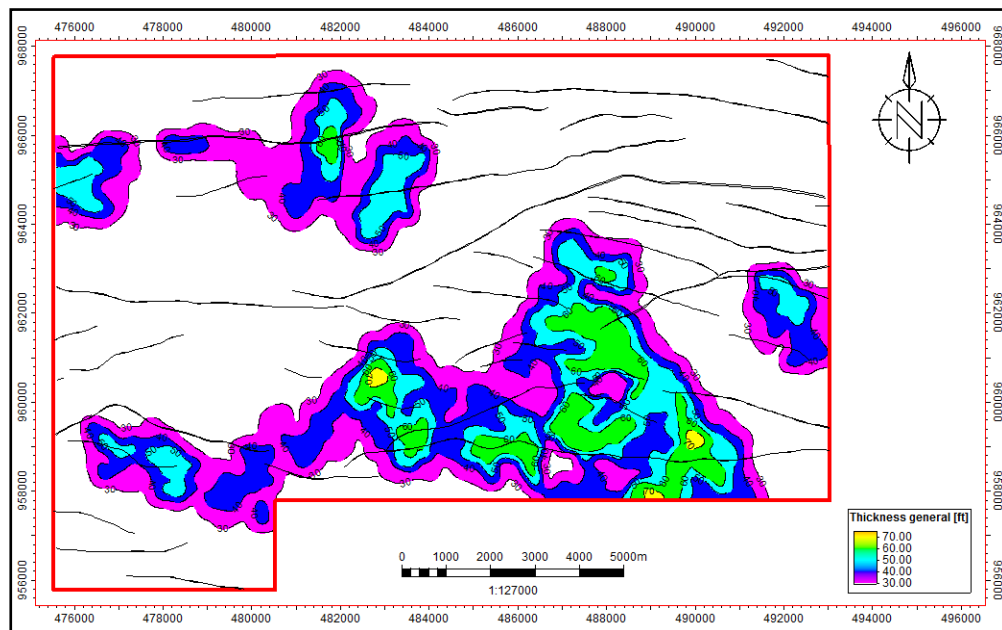
Mapas de espesor promedio de las arenas contactadas por la Tecnología Polímeros:



**Figura 9.- Polímeros. Unidad Morichal Inferior**



**Figura 10.- Polímeros. Unidad Morichal Medio**



**Figura 11.- Polímeros. Unidad Morichal Superior**

Mapas de espesor promedio de las arenas contactadas por la Tecnología SAGD:

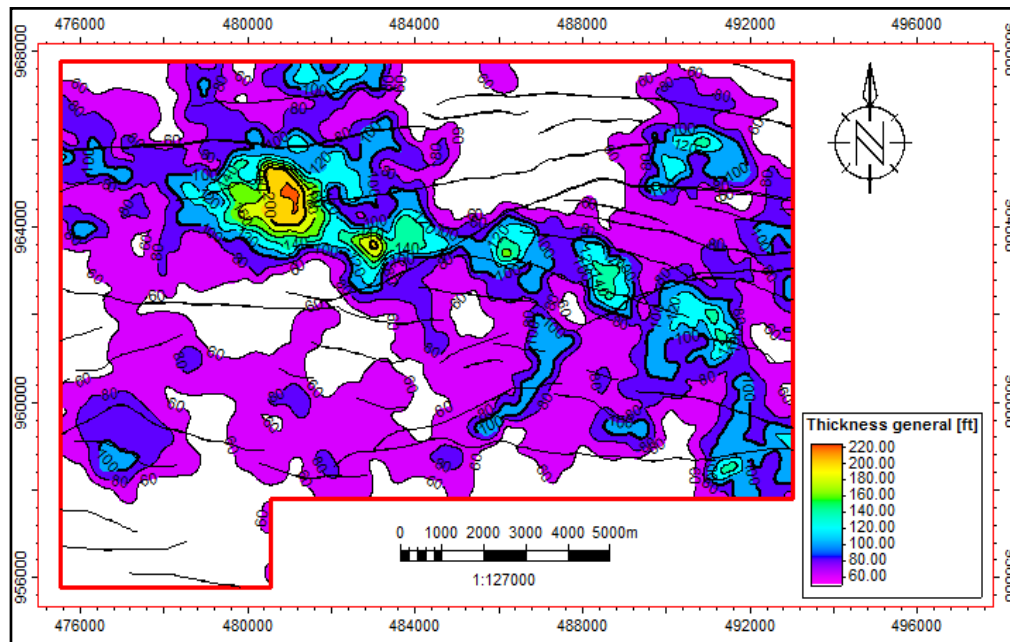


Figura 12.- SAGD. Unidad Morichal Inferior

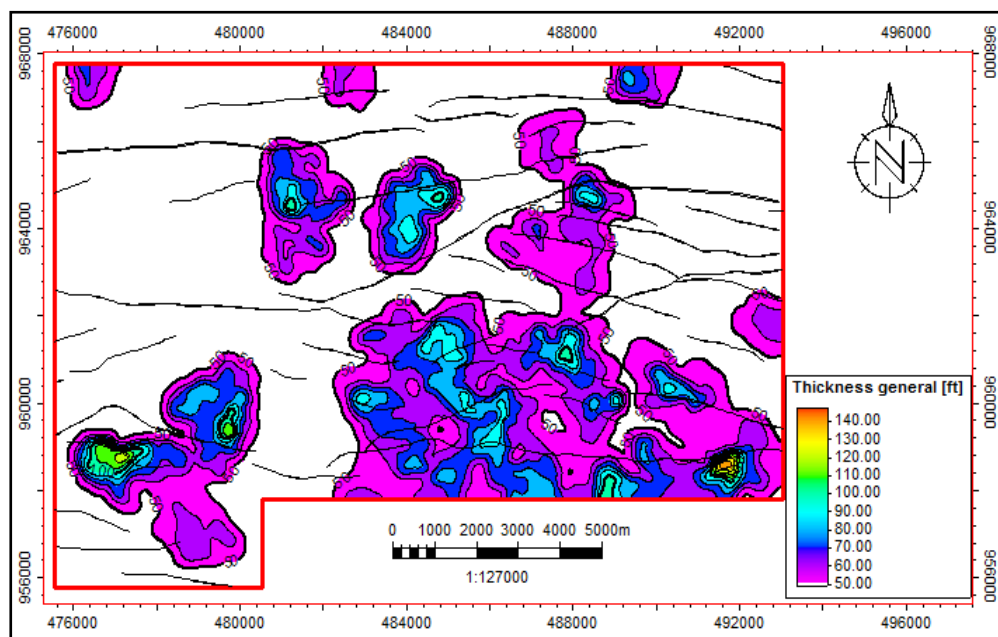
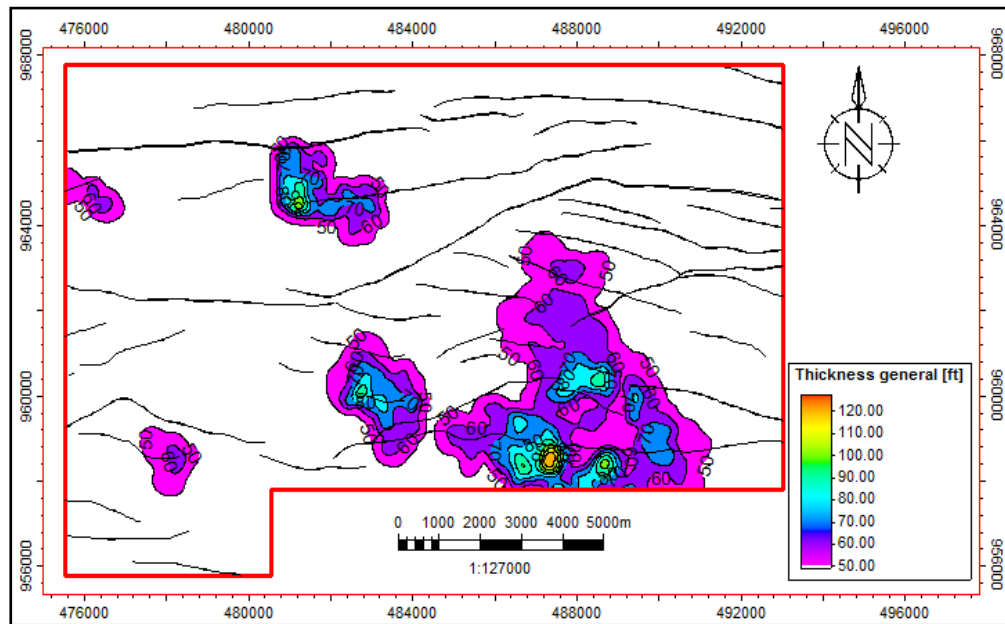
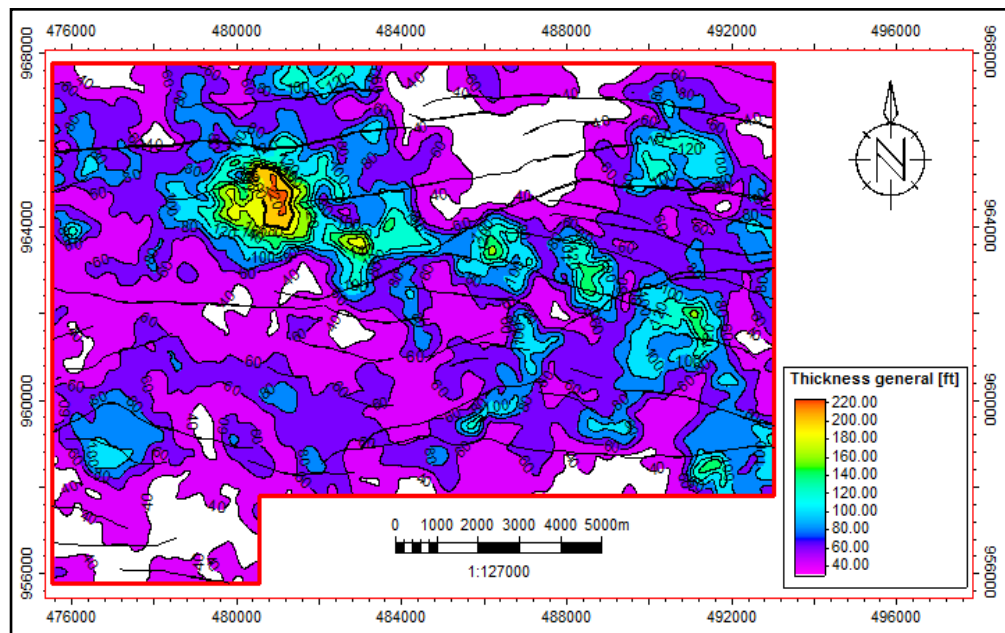


Figura 13.- SAGD. Unidad Morichal Medio

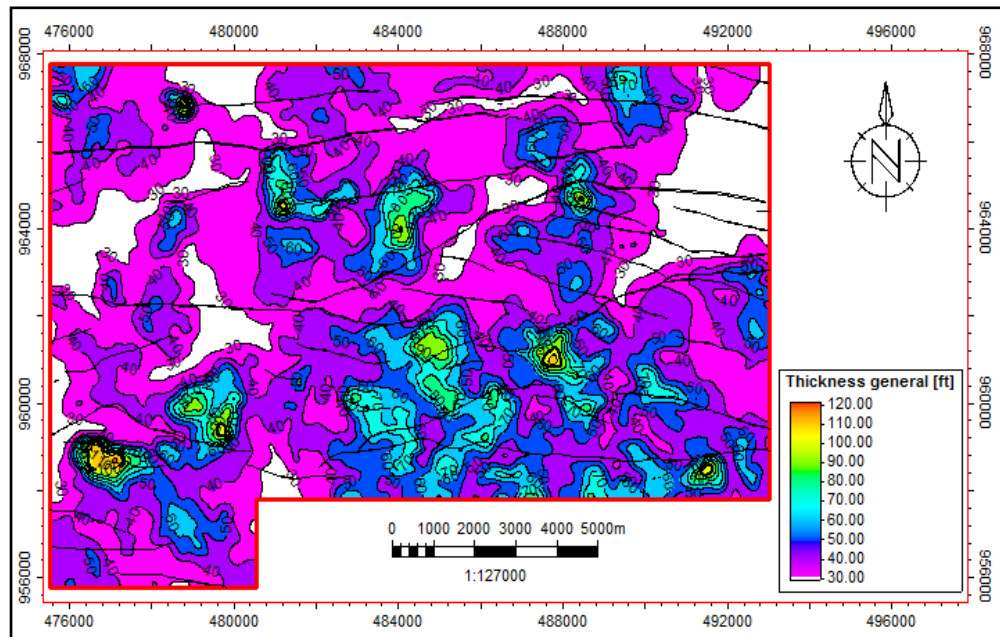


**Figura 14.- SAGD. Unidad Morichal Superior**

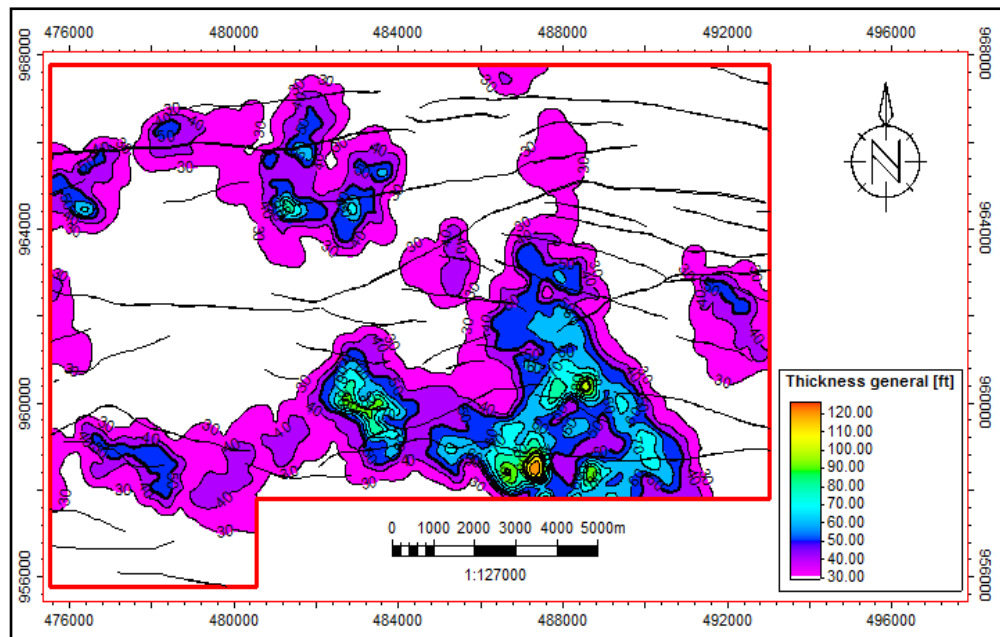
Mapas de espesor promedio de las arenas contactadas por la Tecnología HASD



**Figura. 15.- HASD. Unidad Morichal Inferior**



**Figura 16.- HASD. Unidad Morichal Medio**



**Figura 17.- HASD. Unidad Morichal Superior**

Se realizó el cálculo volumétrico determinístico del POES de las áreas contactadas por cada una de las tecnologías, mostrando el porcentaje de POES contactado con respecto al POES total.

Tabla 3. Porcentaje de POES contactado con cada tecnología las unidades de producción del campo.

| <b>% PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO CONTACTADO</b> |                                        |             |                |                 |
|------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------|----------------|-----------------|
| <b>UNIDAD</b>                                  | <b>METODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA</b> |             |                |                 |
|                                                | <b>SAGD</b>                            | <b>HASD</b> | <b>IAV/ICV</b> | <b>POLÍMERO</b> |
| <b>MORICHAL SUPERIOR</b>                       | 16,84                                  | 37,14       | 35,01          | 27,10           |
| <b>MORICHAL MEDIO</b>                          | 15,55                                  | 46,16       | 41,82          | 32,34           |
| <b>MORICHAL INFERIOR</b>                       | 50,41                                  | 72,23       | 71,10          | 36,29           |
| <b>% POES TOTAL</b>                            | 34,38                                  | 58,93       | 56,60          | 33,77           |

## CONCLUSIONES

- El estudio se basó en el Modelo Estático V1 realizado por el equipo de EE.II.YY. Petromonagas – Rosneft.
- Se evaluaron cinco (5) tecnologías para el área de Petromonagas, las mismas son tecnologías que se tienen experiencia a nivel mundial.
- La evaluación de cada tecnología se realizó para cada una de las unidades que se tienen en Petromonagas, que son: Morichal Inferior, Morichal Medio y Morichal Superior.
- Se generaron doce (12) mapas, los cuales facilitan la propuesta espacial de los diferentes métodos de RMH siguiendo los criterios teóricos seleccionados, los cuales representan las diferentes unidades de porción dentro del campo.
- Debido a la arquitectura del yacimiento los métodos de HASD y IAV/ICV son los que muestran mayor porcentaje de POES contactado.
- Las guías de selección de áreas para la aplicación de métodos RMH son el punto de partida para las posteriores etapas dentro del flujo de trabajo en la escogencia de un método efectivo final.
- La generación del criterio espacial está basado en los resultados obtenidos a partir de las propiedades pobladas en un modelo geoestadístico 3D. Este tipo de técnicas dentro de un software especializado, permite definir áreas mediante el uso de criterios técnicos, generando productos en corto tiempo lo que la convierte en una herramienta importante en la generación de screening.

## RECOMENDACIONES

- Después de seleccionar las áreas que técnicamente son candidatas a ser aplicables en el campo mediante esta técnica comparativa, es posible complementar el proceso con screening de analogías y de evaluaciones comparativas. La selección final de un método o una combinación de métodos, no solo

dependerá de una revisión técnica sino también de la viabilidad económica del proyecto, por lo que se recomienda realizar evaluación económica de cada una de las tecnologías que se consideran aplicables

- Se recomienda realizar un estudio de ingeniería conceptual del área operativa para la aplicación de Tecnologías en Procesos Térmicos y no Térmicos.
- Estimar las reservas asociadas a producción en frío y las estimadas a cada una de las tecnologías que se aplicará en futuro en la EMx Petromonagas.

## **BIBLIOGRAFÍA**

EEIIYY Petromonagas, "Modelo estratigráfico V1 2014 - 2015"

Audemar, F.; I. Azpiritzaga; P. Baumann; A. Isea y M. Latreille, 1985. *Marco geológico del terciario de la faja petrolífera del Orinoco, Venezuela*. VI Cong. Geol. Venez., Caracas, 1985, S.V.G.

Proyecto Orinoco Magna Reserva - 2006

Villalon, A.; Costero J. *Evaluación de los Yacimientos del Miembro Morichal de la Formación Oficina*. EE.II. Procadet – Petromonagas 03/06/2011

## **BREVE CV:**

**Título y lugar de estudio:** Abdel Josafat González Hernández  
Ingeniero de Petróleo / Especialización en Política y Comercio  
Petrolero Internacional – Universidad Central de Venezuela  
(UCV)

**Diferentes empresas en las que hizo su carrera:**

1. 1996 a 2013 PDVSA – CVP
2. 2013 a 2014 Consultor Externo a PDVSA – CVP
3. 2014 a Actual Rosneft.

**Cargo actual en la empresa:** Gerente de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos

**Título y lugar de estudio:** Carlos Manuel Pulido Velasquez  
Ingeniero Geólogo – Universidad de Oriente (UDO)

**Diferentes empresas en las que hizo su carrera:**

1. 2010 a 2016 PDVSA – CVP.

**Cargo actual en la empresa:** Geólogo de EE.II:YY: Petromonagas

**Título y lugar de estudio:** Jose Enrique Costero D'Jesus  
Ingeniero Geólogo – Universidad de Los Andes

**Diferentes empresas en las que hizo su carrera:**

1. 2005 a 2007 PETROZUATA
2. 2007 A 2016 PDVSA – CVP.

**Cargo actual en la empresa:** Sptte. Modelo Estático y Dinámico EE.III.YY.

**Título y lugar de estudio:** Eddys José Larez Guevara

**Diferentes empresas en las que hizo su carrera:**

1. 2014 a 2016 PDVSA – CVP.

**Cargo actual en la empresa:** Ingeniero de Yacimientos