

# Construcción del primer modelo de alta resolución en Pemex para el diagnóstico y optimización del esquema de explotación de un yacimiento costa afuera

*Omar Cruz Samberino*  
*Erick Rafael Martínez Antúnez*  
*Pemex*

Artículo recibido en junio de 2022-evaluado y aceptado en febrero de 2023

## Resumen

El trabajo presente nos habla de la construcción de un modelo de alta resolución, el cual consideró las características de un modelo estático completo (conocidos como modelos geocelulares), acopló los procesos físicos de la roca y los fluidos (variación de composición por profundidad, efectos de drene e imbibición, roca altamente mojada por aceite, efectos de baja salinidad por inyección de agua de mar, efectos de compactación, entre otros) y que generó un ajuste histórico que sirvió de base para llevar a cabo el diagnóstico y optimización del esquema de explotación de un yacimiento de arenas costa fuera.

**Palabras clave:** Modelo, simulación, alta resolución, yacimiento, arenas.

## Building of the first high-resolution model in Pemex for the diagnosis and optimization of the exploitation scheme of an offshore field

### Abstract

This work is a chronicle of the construction of the high-resolution model, which took the characteristics of a complete static model (cell sizes and rock properties), coupled the physical processes of the rock and the fluids (effects of composition's variability by depth, drainage and imbibition effects, highly oil-wet rock, low salinity effects due to sea water injection, compaction effects, among others), and that generated a historical adjustment that served as the basis for carrying out a diagnosis and optimization of the exploitation scheme of an offshore sand reservoir.

**Keywords:** Model, simulation, high resolution, reservoir, sands.

### Introducción

Las reservas de hidrocarburos son uno de los principales medidores de la capacidad de la economía de varios países a nivel mundial. Éstas son evaluadas anualmente por entes independientes a las empresas operadoras que presentan los valores de estas reservas, las cuales se estiman mediante diversos métodos.

El cálculo de los pronósticos de producción, que se utilizan para la estimación de las reservas de hidrocarburos, se puede realizar por medio de diferentes herramientas de modelado dinámico de yacimientos. Existen tres principales que pueden mencionarse a continuación: Modelo de declinación (MD), Balance de Materia (BM) y Simulación Numérica de Yacimientos (SNY).

Los modelos MD son útiles para estimar el comportamiento de un pozo o yacimiento en un periodo de tiempo corto (1 ó 2 años máximo), debido a la poca cantidad de información real que requiere para realizar su evaluación y la gran cantidad de premisas que se consideran, lo cual permite su aplicabilidad para una gama amplia de yacimientos. Los modelos de BM tienen un grado adicional de complejidad, al requerir la consideración de más procesos y fenómenos físicos, los cuales utilizan una mayor cantidad de información, pero de la misma manera, permite realizar estimaciones con menos premisas, por periodos más largos de tiempo y con menor incertidumbre; sin embargo, aún se tienen que realizar muchas suposiciones relacionadas con las condiciones del yacimiento, propiedades de la roca y fenómenos físicos. Los modelos de SNY consideran toda la ingeniería aplicada en los dos modelos anteriormente mencionados, e incrementan en gran medida la cantidad de información requerida para poder realizar las estimaciones con mayor precisión; contemplan la forma del yacimiento y la heterogeneidad de las propiedades de la roca en las tres direcciones espaciales; discretizan los fluidos a nivel de componentes, incluyendo fluidos no hidrocarburos; contempla gran cantidad de fenómenos físicos presentes en el yacimiento en su estado natural y durante la aplicación de algún proceso de recuperación secundaria y mejorada. En resumen, es una herramienta que integra información de casi todas las especialidades que tienen contacto con la administración, manejo y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

Pero, así como el ser humano va incrementando sus capacidades cognitivas a medida que adquiere experiencia y tiene contacto con tecnología nueva, los modelos de simulación van incrementando sus capacidades predictivas cuando se integra información nueva de los yacimientos que se va generando continuamente y del desarrollo de nuevos equipos de cómputo que permiten realizar cálculos más precisos, con mayor cantidad de variables y en menos tiempo.

El yacimiento en evaluación, el cual será llamado Yacimiento en Estudio (YE), cuenta con los 3 tipos de modelos dinámicos (MD, BM, SNY), los cuales dan soporte técnico a los diferentes análisis que se realizan para, el posicionamiento de pozos, estimación de volúmenes de hidrocarburos, tamaño de acuíferos, entre otros estudios, pero, para el cálculo del esquema de explotación y las reservas de hidrocarburos, se utiliza el modelo de SNY. Este último a lo largo de la historia del yacimiento en estudio, ha cambiado significativamente cinco veces, donde los primeros cuatro cambios se vieron limitados en gran medida por los recursos computacionales de la época.

Un procedimiento que era ejecutado de manera común y en muchas ocasiones necesario cuando se construía un modelo SNY, era realizar el escalado de la malla geológica, lo que significaba que se realizaban una combinación de celdas que no solo cambian las dimensiones de cada celda, también se modificaban las propiedades del yacimiento con valores promedio resultado de la combinación de las celdas. A pesar de que la asignación de las propiedades a las celdas, que pasan por el proceso de escalamiento, es realizada mediante algoritmos de interpolación, estos tienen cierto grado de incertidumbre asociada.

Esta práctica se implementó en el yacimiento YE, ya que en su momento los equipos de cómputo no tenían la capacidad adecuada para un modelo de alta resolución. Esta limitación se mantuvo desde 1996 hasta 2019, periodo en el que se llevaron a cabo las cuatro modificaciones en el modelo de SNY del yacimiento YE.

Mientras el yacimiento YE se mantuvo bajo el esquema de recuperación primaria, el modelo SNY representó de manera adecuada el comportamiento dinámico. Sin embargo, al momento que se implementó un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua de mar, el modelo de SNY comenzó a tener discrepancias que cada vez eran más fuertes, principalmente en el cálculo de la producción de agua ( $q_w$ ).

Para el año 2018, se realizó una toma de adquisición sísmica que permitió que el modelo geológico tuviera un cambio significativo a nivel estructural; por consiguiente, era adecuado realizar un nuevo modelo de SNY que contemplara toda la información acumulada en 20 años de historia de explotación, pero, además, que pudiera respetar la resolución que ofrece la malla proveniente del modelo geológico, el cual permitiría que la dinámica de los fluidos en el yacimiento se representara mejor, para lograr un mejor ajuste presión-producción y eventualmente mejorar los pronósticos de producción. Cabe señalar, como se mencionó en párrafos anteriores, la limitante de los modelos del yacimiento YE era la capacidad de los equipos computacionales, el cual para el año 2020 quedó subsanado.

Por lo anterior, el objetivo principal de este artículo es mostrar el flujo de trabajo de generación del modelo de SNY de alta resolución, mediante la explicación de cada uno de los subprocesos, la información utilizada y los criterios tomados en algunos puntos que permitieron realizar un ajuste histórico adecuado, proporcionando mayor certidumbre técnica al simulador, con el cual se obtienen los perfiles de producción futura del yacimiento YE.

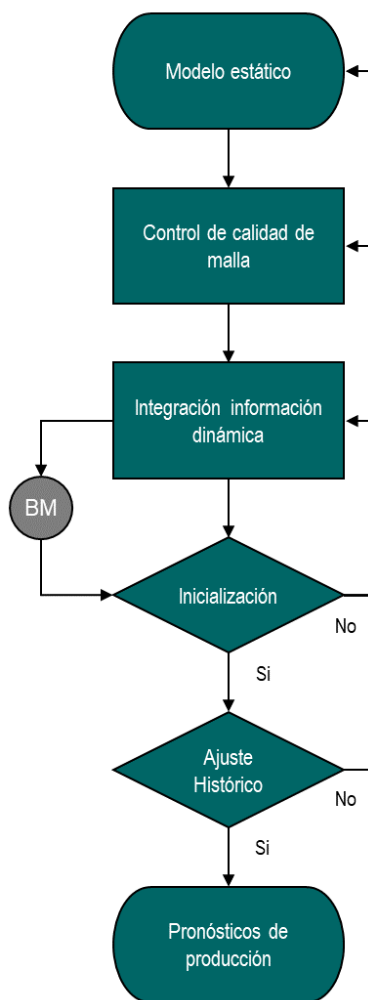
## Proceso de actualización

Regularmente los modelos SNY se actualizan a medida que se obtiene información de los yacimientos, lo cual permite ir incrementando el grado de certidumbre de las herramientas con las cuales se generan los perfiles de producción (pronósticos). Sin embargo, el proceso de actualización puede clasificarse en dos tipos, lo cuales se describen a continuación.

**Actualización menor:** Implica integrar al modelo SNY los datos más recientes de producción e inyección de líquidos; comportamiento de presión de los pozos productores, inyectoros y monitores (en caso de que apliquen) y de los datos de la distribución de la terminación de todos los pozos, tanto cerrados como operando. Este tipo de actualización requiere un tiempo relativamente corto si se compara con una actualización mayor de un modelo de SNY.

**Actualización mayor:** Implica integrar al modelo SNY, además de los datos que se utilizan para una actualización menor, la información más reciente de las áreas de geología, geofísica, petrofísica, sedimentología y modelado estático. Esta información nueva realiza cambios en la forma de la estructura de los yacimientos y distribución de propiedades estáticas que impactan de manera significativa en el movimiento de los fluidos y en el cálculo de los volúmenes presentes en los yacimientos. Requiere de un tiempo considerable para su ejecución, lo cual podría representar meses de trabajo enfocado en este procedimiento.

Por lo anterior, se requiere implementar un proceso que cuenta con una serie de siete puntos principales para poder asegurar una actualización mayor satisfactoria, que va desde la generación del modelo estático hasta la generación de los perfiles de producción pronóstico. Este proceso se representa de forma general en la **Figura 1**.



**Figura 1.** Diagrama de flujo para la actualización mayor de un modelo de SNY.

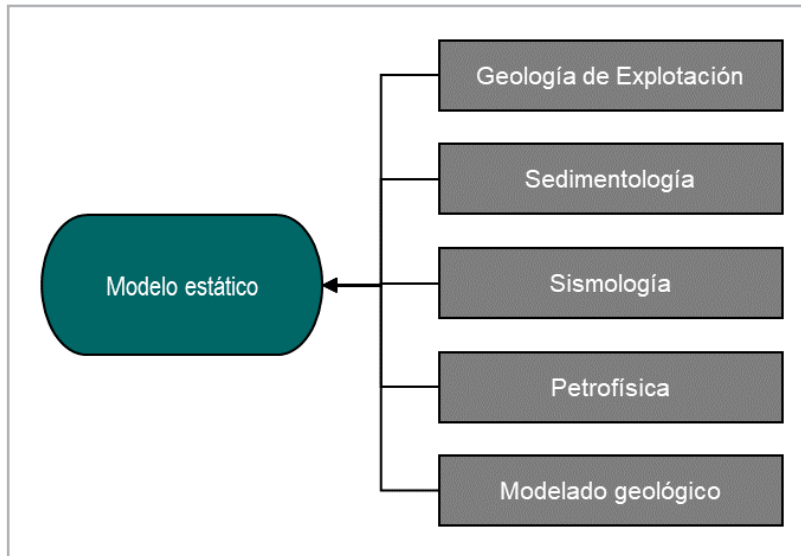
### Generación del modelo estático

Etapa en la cual las áreas especializadas en la caracterización estática de yacimientos, **Figura 2**, reúnen e integran toda la información perteneciente a registros de pozos, pruebas de laboratorio en núcleos, sísmica, entre otros, para generar un modelo geocelular, el cual, al momento de entregarse al área de simulación numérica, puede contar con las propiedades distribuidas siguientes para cada celda:

- Porosidad
- Permeabilidad
- $S_w$
- Volumen de arcilla
- Net to gross
- Net Pay

La malla que contiene en el modelo geológico regularmente tiene una alta resolución, esto quiere decir que el tamaño de las celdas oscila en valores que van desde menos de un metro a decenas de metros. Por ejemplo, un modelo de alta

resolución tendría un tamaño de celda de 20 m en el eje X, 20 m en el eje Y y 1 m en el eje Z; y puede llegar a tener valores bloques mayor a un millón de celdas.



**Figura 2.** Etapa de generación del modelo estático.

### Control de calidad de la malla

En esta etapa el modelo geológico lo recibe el área de simulación numérica y se procede a realizar las primeras evaluaciones a la malla. Anteriormente, derivado de limitaciones que se tenían con los equipos informáticos, se procedía a realizar todos los subprocesos siguientes:

1. Identificación de celdas con volúmenes negativos.
2. Identificación de celdas distorsionadas.

3. Distribución de las propiedades de la malla.
4. Escalamiento de las propiedades.
5. Seccionamiento de la malla.

Sin embargo, gracias a los avances informáticos y el uso de simuladores de yacimientos con nuevos algoritmos matemáticos, es posible omitir los puntos 2, y 4

En caso dado que el punto 1 tenga un valor de desviación general del 10%, el modelo deberá revisarse en conjunto con el área de modelado para su ajuste.

$$Fd = \left( \frac{N_{cvn}}{N_{ct}} \right) \times 100, \quad (21)$$

donde:

$F_d$ , es el factor de desviación (%).

$N_{ncv}$ , es el número de celdas con volumen negativo.

$N_{ct}$ , es el número de celdas totales del modelo.

En caso dado que en el punto 3 se defina que la distribución de las propiedades de la malla no representa la distribución real en el yacimiento, el modelo tendrá que revisarse nuevamente con el personal de Caracterización Estática de Yacimientos (CEY) y Caracterización Dinámica de Yacimientos (CDY). En este punto la información de pruebas de laboratorio realizadas en núcleos representativos del yacimiento y pruebas de presión en pozos, adquieren gran relevancia.

### Integración de la información dinámica

Esta etapa se caracteriza principalmente por requerir de toda la información relacionada con la ingeniería de yacimientos, que es de vital importancia para modelar el comportamiento dinámico del flujo de fluidos presentes en los yacimientos. Mucha de la información que se utiliza en este punto ha sido utilizada por los modelos MD y BM. Cabe resaltar que gran parte de la información como insumo para los modelos SNY se obtiene también de estos modelos anteriormente mencionados. De hecho, los modelos de BM sirven de apoyo para realizar el ajuste de parámetros tales como el tamaño del acuífero, volumen original de hidrocarburos y mecanismos de empuje presentes en el yacimiento. A continuación, un listado de los principales datos y procesos que se integran en los modelos de SNY.

1. Distribución de pseudotipos de rocas mediante la correlación de WindLand [1].
2. Curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares para procesos de drene, imbibición y procesos especiales.
3. Modelo PVT de los fluidos para componentes hidrocarburos y no hidrocarburos.
4. Curvas de variación de volumen poroso y transmisibilidad (en caso de que aplique).
5. Evaluación del tamaño de acuífero por modelo de los resultados de BM.
6. Datos de componentes especiales relacionados con procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Los puntos anteriormente mencionados se utilizaron para un yacimiento de arenas, con fluidos de tipo aceite negro costa fuera. La aplicación o no de alguno de los puntos dependerá de la cantidad de información disponible en el yacimiento, así como los métodos de producción y mecanismos presentes en el yacimiento.

### Inicialización

En este punto se realiza simulación de prueba que solo cuenta con la información de los puntos anteriores, sin datos de producción, la cual permite verificar los volúmenes de los diferentes fluidos presentes en el yacimiento y compararlos con los volúmenes obtenidos de los cálculos realizados por CEY y CDY. Así mismo y en caso de ser aplicable, se verifican que entre las regiones definidas en el modelo SNY no haya flujo de fluidos; es decir, que el modelo se encuentre en equilibrio dinámico. En caso dado que no se cumpla lo anterior, será necesario revisar el seccionamiento por regiones realizado y efectuar una segunda simulación de prueba.

### Ajuste histórico

Este subproceso requiere de la integración de la información de la distribución mecánica de la terminación de todos los pozos del yacimiento, así como la información de producción histórica real ( $q_o$ ,  $q_w$ ,  $q_g$ ,  $q_w$  iny en caso de aplicar,) y los datos de presión reales representativos del yacimiento. La información de la terminación de los pozos proporcionada por el área de Diseño de Pozos.

Una vez que se dispone de la información descrita, se genera una simulación histórica, con la que se va afinando el modelo de SNY para representar el comportamiento real del yacimiento. Cabe señalar que es uno de los procesos que requieren mayor tiempo para su ejecución satisfactoria, ya que el ajuste está en función de todos los parámetros estáticos y dinámicos que se incorporaron al modelo. Si el ajuste no se alcanza de manera aceptable el modelo tiene que revisarse en conjunto con CEY y CDY, para identificar los parámetros de mayor impacto y poder realizar sensibilidades con respecto a ellos. Cabe resaltar que los modelos de BM participan activamente en este punto como parte de la definición del ajuste del tamaño del acuífero y parámetros de formación, como la compresibilidad.

## Pronósticos de producción

Una vez realizado el ajuste histórico, el modelo está preparado para realizar las evaluaciones del comportamiento futuro del yacimiento, con base en el esquema de explotación que se quiera aplicar. Para ello es necesario acoplar las características de la terminación de los pozos futuros, el comportamiento estadístico del sistema de producción artificial, las restricciones técnico-económicas de cada pozo, las limitantes por concepto de integridad de instalaciones superficiales, el análisis de riesgo geológico, entre otros. Todas éstas en conjunto con el programa operativo de los pozos permiten obtener los perfiles de producción de un yacimiento.

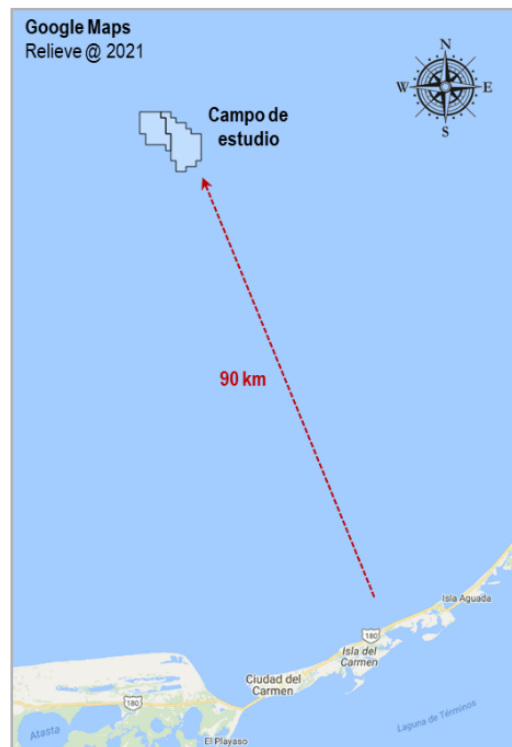
## Caso de estudio

En esta sección se mostrarán las características principales del yacimiento a evaluar, la evolución de los modelos de

SNY que se han desarrollado, los cambios principales que se efectuaron durante la construcción del nuevo modelo de SNY de alta resolución, los resultados del ajuste histórico y de los pronósticos de producción obtenidos con este nuevo modelo.

## Datos del yacimiento en estudio

El yacimiento YE se localiza costa fuera a 90 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, **Figura 3**, es un yacimiento de arenas productor de aceite negro de 27 °API de la formación Jurásico Superior Oxfordiano, con dos bloques de comportamiento dinámico independiente. Se descubrió en 1992 e inició su explotación en 1993.



**Figura 3.** Ubicación del yacimiento YE.

Cabe mencionar que el yacimiento YE se considera como un yacimiento de tipo volumétrico, derivado de su comportamiento presión producción. En la **Tabla 1** se puede encontrar la información en forma detallada del yacimiento YE.

Categoría	Parámetro	Magnitud	Unidad
EXPLORACIÓN	Año de descubrimiento	1992	
	Inicio de explotación	1993	
	Presión inicial @ Plano de referencia	581	kg/cm <sup>2</sup>
	Presión actual @ Plano de referencia	211	kg/cm <sup>2</sup>
	Plano de referencia	4585	mvbnm
	Mecanismo de Empuje	Expansión Roca Fluido	
	Tirante de agua	49	mv
FORMACIÓN	Tipo de yacimiento	Aceite Negro	
	Litología	Areniscas	
	Área	11.88	km <sup>2</sup>
	Espesor neto	73.74	mv
	Porosidad	23.29	%
	Saturación de agua	12.75	%
	Permeabilidad	600	md
	Gradiente de presión	0.083	kg/cm <sup>2</sup> /m
	CAAO / CAAA *	4777 / 4662	mvbmr / mvbnm
	FLUIDOS	PVT representativo	YE-1
Densidad relativa del aceite		30	°API
Presión de saturación $p_b$		115	kg/cm <sup>2</sup>
Relación de solubilidad @ $p_i$ (Rsi)		51.92	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Viscosidad @ $p_b$		2.04	cP
$B_o$ @ $p_b$		1.23	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Salinidad		250	Mppm
Temperatura del yacimiento		108	°C

**Tabla 1.** Características principales del YE.

### Evolución de los modelos de SNY del yacimiento YE

El yacimiento YE ha tenido 5 modelos de simulación, los cuales, uno después de otro, representa una evolución derivada de la información que se va integrando y de

las necesidades que surgen de los diferentes esquemas de explotación que se han planteado para el yacimiento, **Figura 4.**

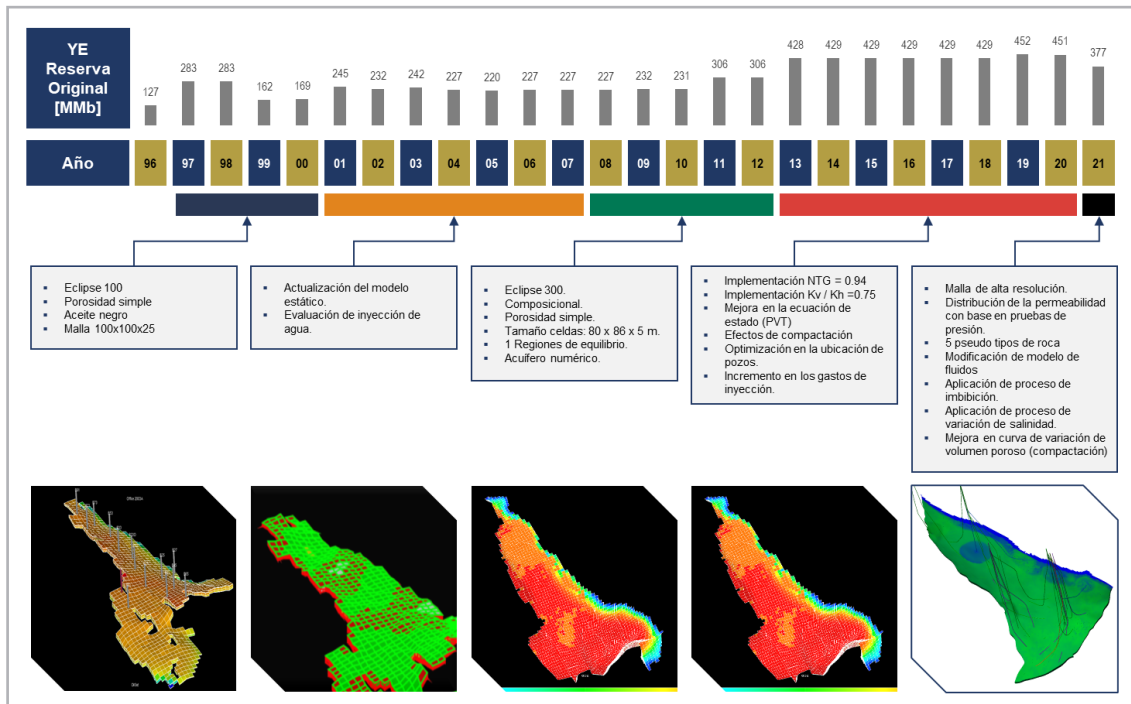


Figura 4. Evolución de los modelos de SNY del yacimiento YE.

Los cambios en los modelos de SNY tienen un impacto significativo en el cálculo de las reservas de hidrocarburos, cuyo valor incrementa o disminuye el atractivo económico del yacimiento, factor que puede representar el punto decisivo para la ejecución de nuevos proyectos o su cancelación. Tal es el caso del proyecto de inyección de agua de mar tratada como proceso de mantenimiento de presión, el cual se evaluó en el segundo modelo de SNY del yacimiento YE. Al momento de realizar las primeras evaluaciones con el modelo vigente en el año 2006, se identificaron patrones de inyección que, de haberse seguido, hubieran representado disminución en las reservas y por consiguiente pérdidas económicas, pero gracias a la constante actualización de los modelos de simulación, se logró la modificación de los patrones de inyección, permitiendo mejorar las condiciones de explotación.

### Modelo geológico

El último modelo de SNY del yacimiento YE tiene implementada la metodología descrita en el capítulo Proceso de actualización; es un modelo composicional, tipo homogéneo, (de porosidad simple), realizado en el software de simulación INTERSECT®.

El modelo geológico base se actualizó derivado de la adquisición de información sísmica reciente, de un área que contempló varios yacimientos y, en el cual, se encontraba el yacimiento YE, **Figura 5**. Este modelo cuenta con más de 27 millones de celdas, con un tamaño de 25 m de largo por 25 m de ancho por 0.5 m de espesor.

Al momento de realizar un análisis comparativo entre el modelo geológico 2019 y 2008 se pueden observar importantes diferencias que se mencionan en la Tabla 1 y muestran en la **Figura 6**, **Figura 7** y **Figura 8**.



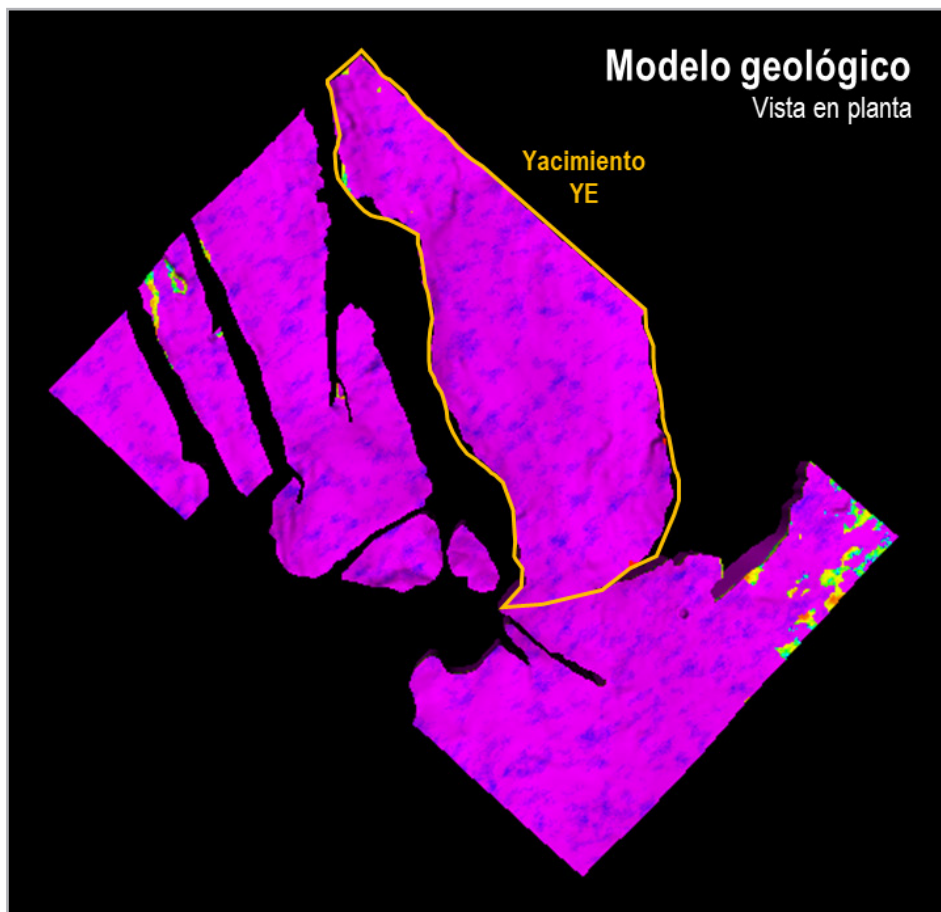


Figura 5. Modelo geológico del yacimiento YE.

Modificación	Causa	Efecto
Forma de la estructura	Pozos que encontraron el objetivo geológico más somero de lo esperado, de acuerdo con la interpretación sísmica.	Reducción de volumen de hidrocarburos.
Distribución de propiedades de la roca	Se ajustó la distribución de propiedades estáticas con la interpretación de pruebas de presión históricas.	Cambio en el movimiento de los fluidos y comportamiento de producción.
Límites de yacimiento	El análisis geológico muestra un fallamiento distinto.	Cambio en el movimiento de los fluidos y comportamiento de producción.
Dimensiones de la malla	Actualización completa del modelo Geocelular	Mejor representación la estructura y comportamiento del movimiento de fluidos.

Tabla 2. Principales diferencias entre los modelos geológicos 2008 y 2019.

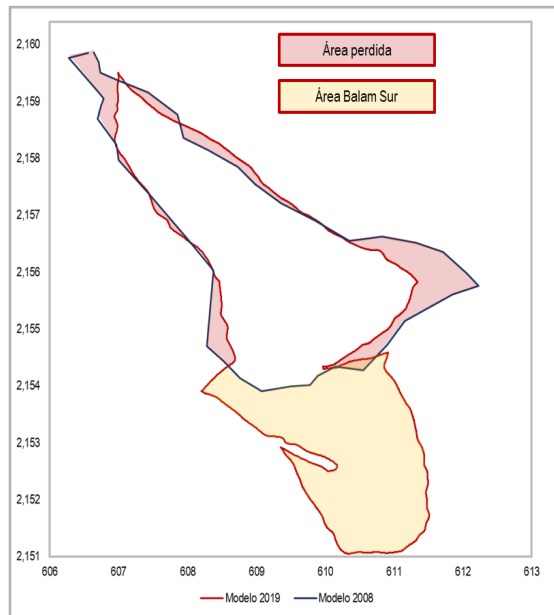


Figura 6. Modificación en la forma de la estructura.

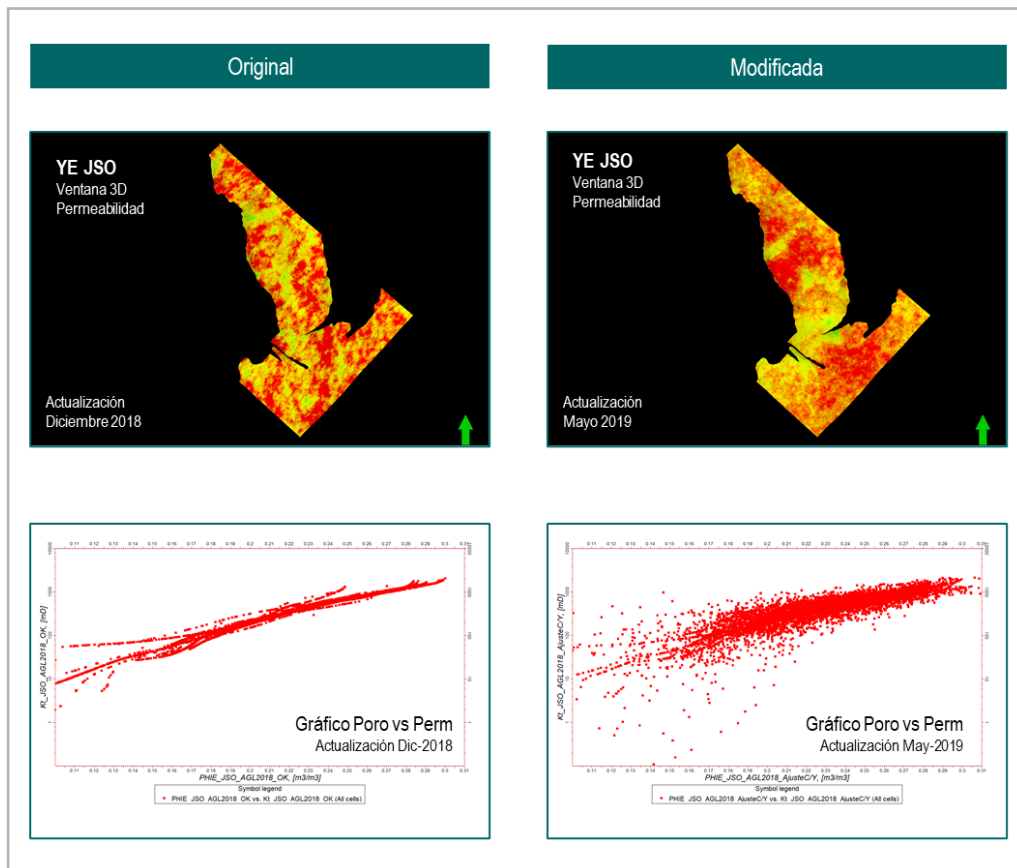


Figura 7. Modificación en la distribución de propiedades de la roca.

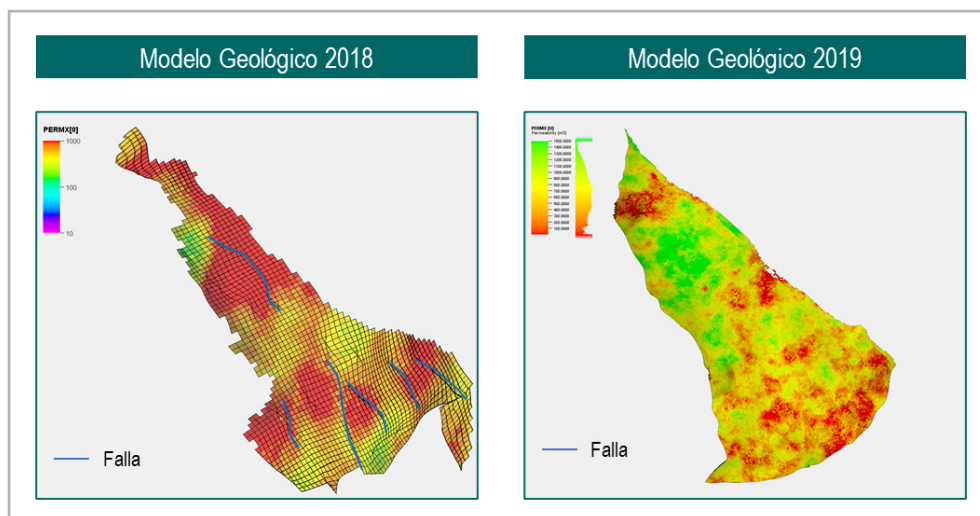


Figura 8. Modificación en los límites físicos del yacimiento.

Durante la revisión del nuevo modelo geológico 2019 se aplicaron los esquemas de distribución de las propiedades que se utilizaban en el modelo anterior 2008; sin embargo, no parecían corresponder con la distribución que se observa por datos de pruebas en núcleos y a los análisis de CDY (principalmente en los datos de permeabilidad), por lo cual, se procedió a revisar el modelo geológico en conjunto SNY, CDY y CEY.

### Modelo dinámico

Como parte del proceso descrito en el 0, se continuó con la integración de la información dinámica, donde las áreas de CDY y SNY trabajaron en conjunto. Los cambios principales observados aplicaron para las dimensiones de la malla de simulación, los fenómenos físicos, modelo de fluidos y fenómenos especiales. A continuación, una descripción más detallada de lo mencionado con anterioridad.

### Malla de simulación

El cambio más relevante de todo el proceso de construcción del modelo de SNY es el tamaño de las celdas. Regularmente en este punto se haría el proceso de escalado

de propiedades, pero se decidió optar por un modelo que respetara la forma, distribución de propiedades y tamaños de celdas proporcionado por el modelo estático, lo cual fue posible gracias a los avances en los equipos de cómputo con los cuales se disponen actualmente.

Como se puede observar en la **Figura 9**, el cambio entre el modelo es notorio, pasamos de utilizar un modelo de más de 42 M de celdas a un modelo de más de 1.5 MM de celdas. Esta cantidad de celdas corresponden únicamente a la zona del yacimiento definida como celdas activas, donde 1 celda del modelo de SNY 2008 se representa +/- 35 celdas del modelo 2020.

Una actualización adicional fue el seccionamiento del yacimiento, donde se definieron dos bloques independientes como resultado de un análisis del comportamiento dinámico, donde se concluyó que el bloque norte del yacimiento YE le correspondía un volumen original de hidrocarburos (OOIP por sus siglas en inglés) de +/- 800 MMb y 116 MMb para el bloque sur, donde este último valor se confirmó con la perforación del pozo YE-85. El seccionamiento puede observarse en la **Figura 10**; cabe señalar que este cambio permitió la generación de un modelo de SNY para cada bloque.

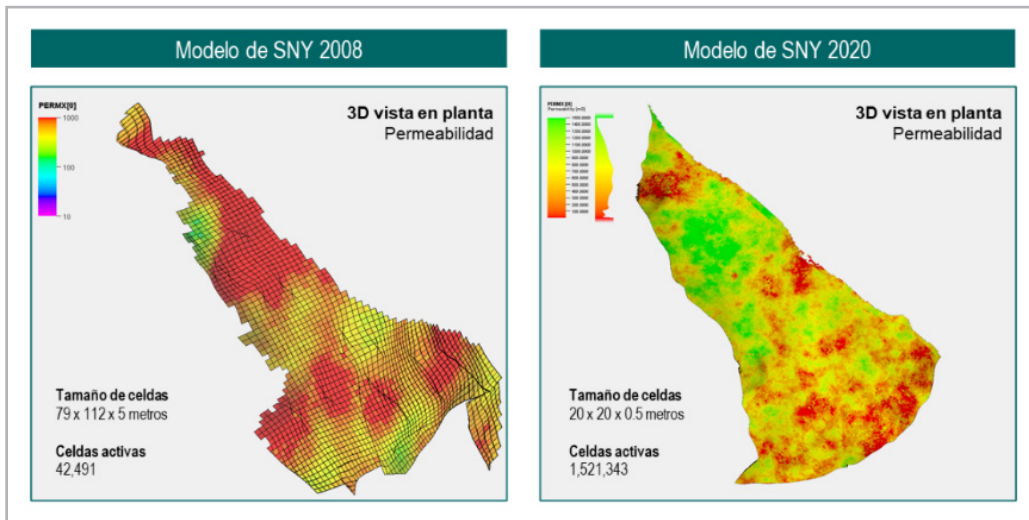


Figura 9. Comparación entre los modelos SNY 2008 y 2020, dimensión de malla.

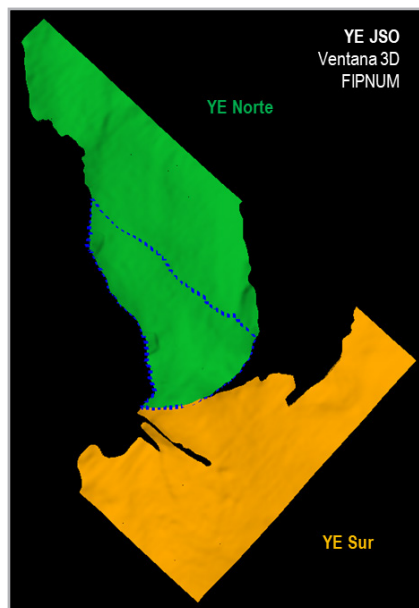
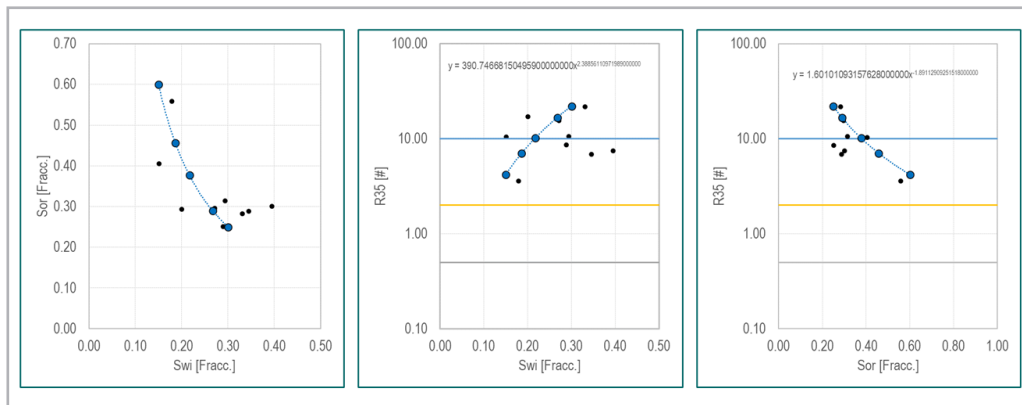


Figura 10. Seccionamiento del modelo de SNY.

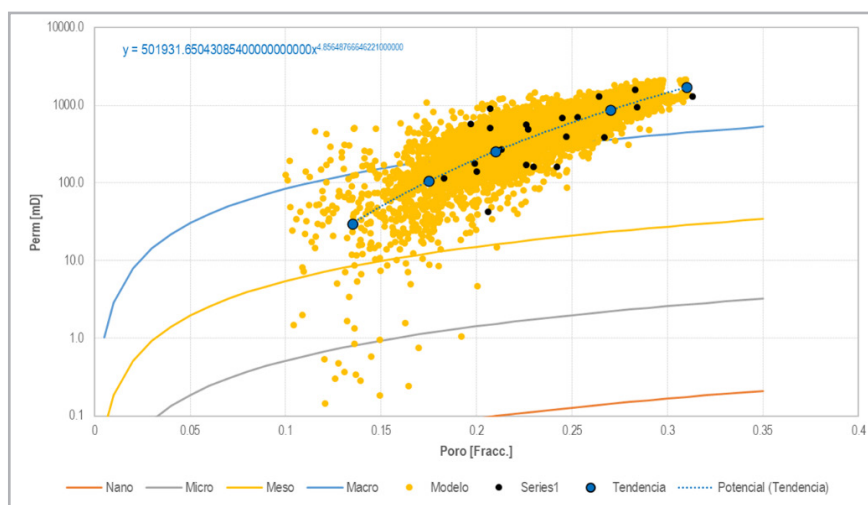
### Fenómenos físicos

El primer cambio significativo en los fenómenos físicos fue la reevaluación de las curvas de permeabilidad relativa ( $k_r$ ) y presión capilar ( $P_c$ ). Donde se tomaron todos los datos de las pruebas realizadas en núcleos, identificándose los

patrones de comportamiento de los End Points, **Figura 11**, subdivididas para generar cinco conjuntos que, al momento de compararse con los datos reales y los datos obtenidos de las distribuciones de roca, comprendían adecuadamente todo el conjunto de datos, **Figura 12**.



**Figura 11.** Gráficos de comportamiento de End Points.



**Figura 12.** Datos de distribución, núcleos y End Point's

Posteriormente, se tomaron los datos de las curvas de  $k_r$  obtenidos en estudios en núcleos y se procedió a realizar una normalización mediante la función  $J$ , para identificar los patrones de comportamiento y aplicarlos a los conjuntos de End Points calculados. El resultado obtenido fue un conjunto de cinco curvas de  $k_r$  para drene, que incluían el abanico de datos reales, **Figura 13**. De la misma manera en

que se obtuvieron las curvas de  $k_r$ , también se calcularon las curvas de  $P_c$  para drene, **Figura 14**, las cuales se aplicaron en una distribución de tipos de roca que se generó mediante el cálculo de la función  $R35$  de WinLand, dando como resultado cinco pseudotipos de rocas, **Figura 15**.

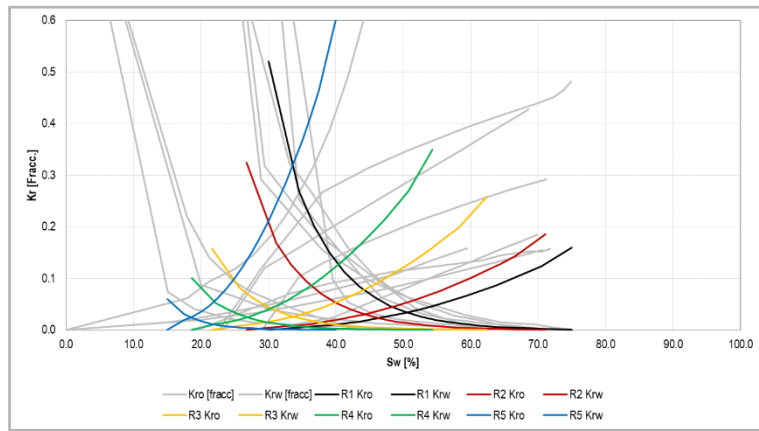


Figura 13. Curvas de  $k_r$  para drene.

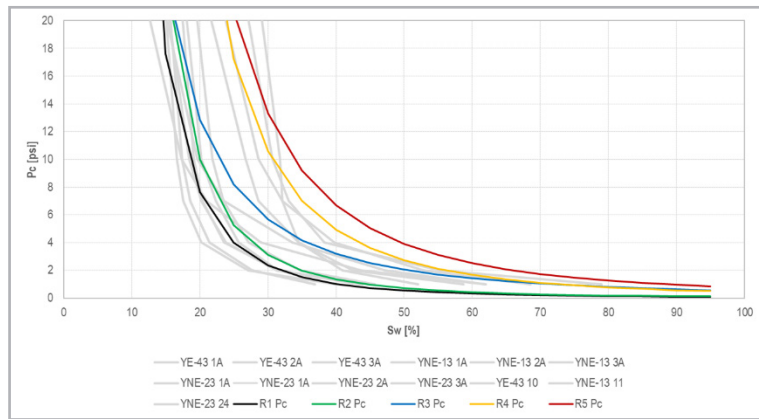


Figura 14. Curvas de  $P_c$  para drene.

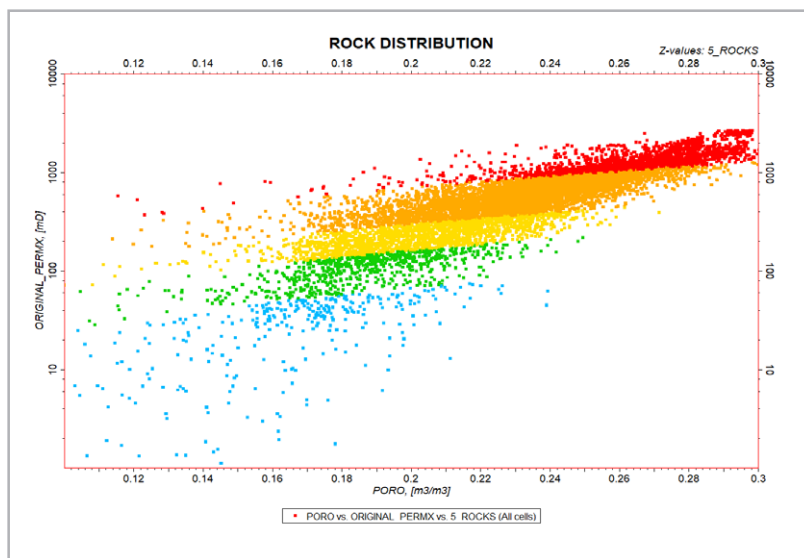
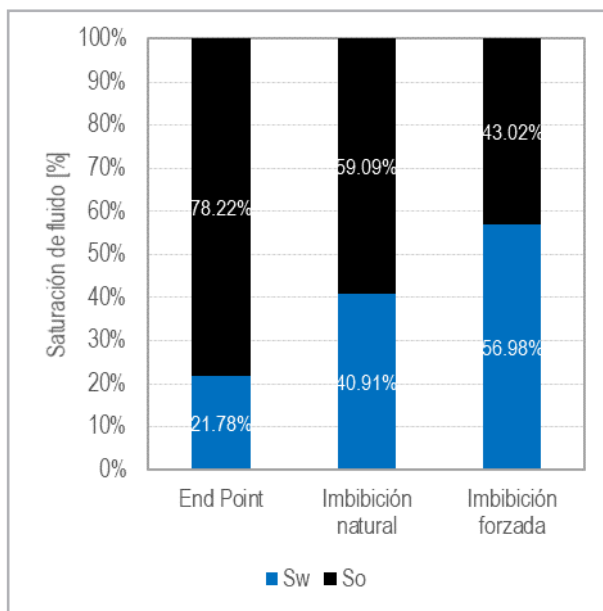


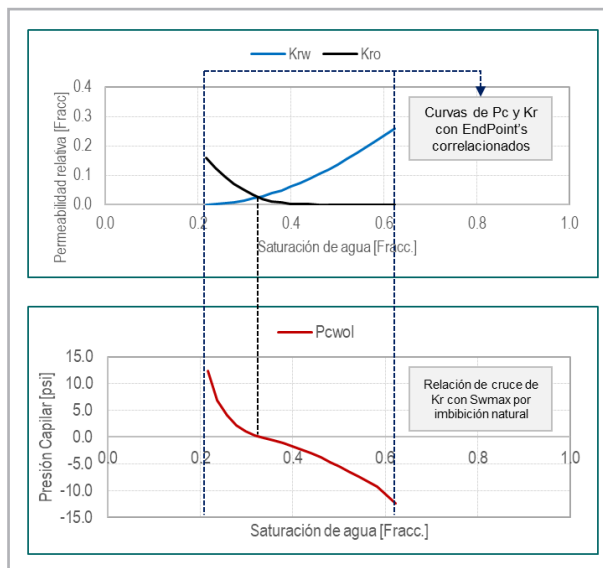
Figura 15. Distribución de Pseudo-tipos de rocas para funciones físicas.

En adición a los cambios importantes que tienen diferencia con el modelo anterior del yacimiento YE, se implementaron curvas de  $k_r$  y  $P_c$  para el proceso de imbibición. Esto fue posible gracias a la obtención de datos

de pruebas de imbibición espontánea realizadas en el año 2019, **Figura 16**. Esta información se aplicó y adaptó en cada una de las curvas para cada pseudo-roca generada, **Figura 17**.



**Figura 16.** Resultados de prueba de Imbibición espontánea.



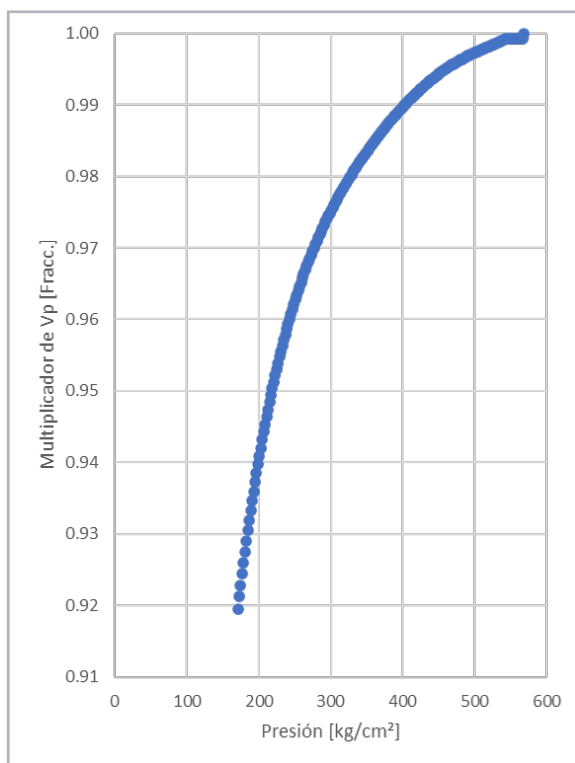
**Figura 17.** Set de curvas de  $k_r$  y  $P_c$  Pseudo-roca 2.

Para concluir el proceso de integración de curvas de  $K_r$  y  $P_c$  de los procesos de drenaje e imbibición, los datos obtenidos se ingresaron en el programa GeneKr's (desarrollado por el Ing. Agustín Galindo Nava), para generar puntos intermedios que permitieran tener una mejor resolución de las curvas y reducir los efectos por interpolación de datos en el simulador.

Continuando con la integración de fenómenos físicos, se trabajaron los datos de compresibilidad de la formación y las curvas de variación del volumen poroso, datos evaluados

mediante BM en conjunto con el área de CDY, tomando como referencia los datos de pruebas a núcleos y pruebas de interferencia de presión. Cabe resaltar que este análisis tuvo gran impacto en la definición del volumen original, tamaño del acuífero e identificación de porcentaje de aporte por mecanismo de producción.

El resultado final fue una curva de variación del volumen poroso de 200 puntos que permite tener una respuesta del fenómeno de compactación por cada 1 km/cm<sup>2</sup> de variación de presión, **Figura 18**.



**Figura 18.** Curva de variación de volumen poroso.

Un proceso que es completamente nuevo en las actividades de modelado para el yacimiento YE es la variación de salinidad. Actualmente en el yacimiento se aplica inyección de agua de mar tratada como proceso de recuperación secundaria. Anteriormente se modelaba únicamente la inyección de agua, sin considerar los efectos que genera sobre los fenómenos físicos de la roca, sin embargo, muestras de incrustaciones de sal obtenidas de la recuperación de equipos de bombeo electrocentrífugo (BEC) en pozos con alto corte de agua; las operaciones de

limpiezas que requieren los pozos inyectoros, la cuales son constantes y duran cortos periodos de tiempo; las pruebas de compatibilidad entre el agua de inyección y el agua de formación realizadas en 2019; y la presencia de agua en un pozo que no debería tener ese comportamiento, fueron bases suficientes para aplicar una reducción a la movilidad de los fluidos por efecto de incompatibilidad de agua. Este efecto es aplicable a nivel pseudo tipo de roca y mediante un set de curvas de  $k_r$  y  $P_c$  distinto a las de imbibición, **Figura 19**.



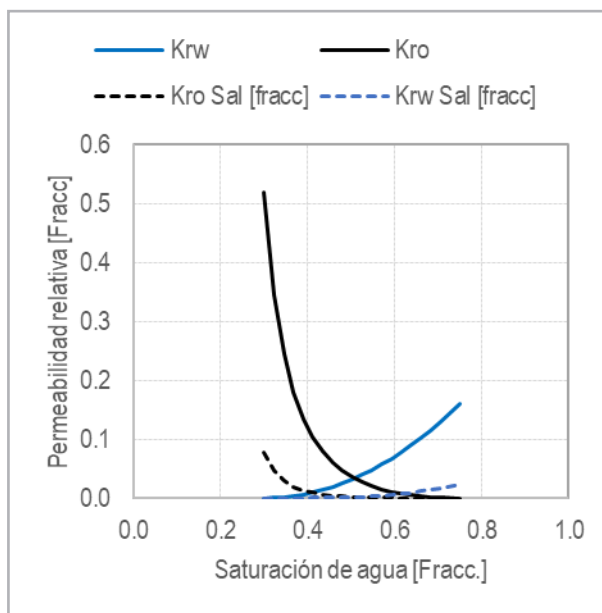


Figura 19. Curvas de Kr para imbibición y variación de salinidad.

### Modelo de fluidos

Para el modelo de SNY del yacimiento YE se desarrolló nuevo modelo de fluidos, que tomó como base el estudio PVT realizado al pozo YE-1. De manera particular, para el componente agua, se utilizaron los datos del análisis PVT de agua del pozo YE-27; y los datos requeridos para modelar el agua de inyección de los reportes de análisis Stiff and Davis provenientes del agua a la salida de la planta de inyección.

### Resultados

Al final del proceso de generación del modelo de SNY de alta resolución del yacimiento YE, se logró realizar un ajuste histórico adecuado de los datos de gasto de aceite ( $q_o$ ) y agua ( $q_w$ ), incluso en aquellos pozos que en el modelo anterior ya no era posible representarlos, **Figura 20**. De igual manera el ajuste a nivel yacimiento, como reflejo del ajuste a nivel pozo, presenta un ajuste adecuado en los gastos  $q_o$  y  $q_w$  antes y después de la inyección de agua de mar, **Figura 21**.

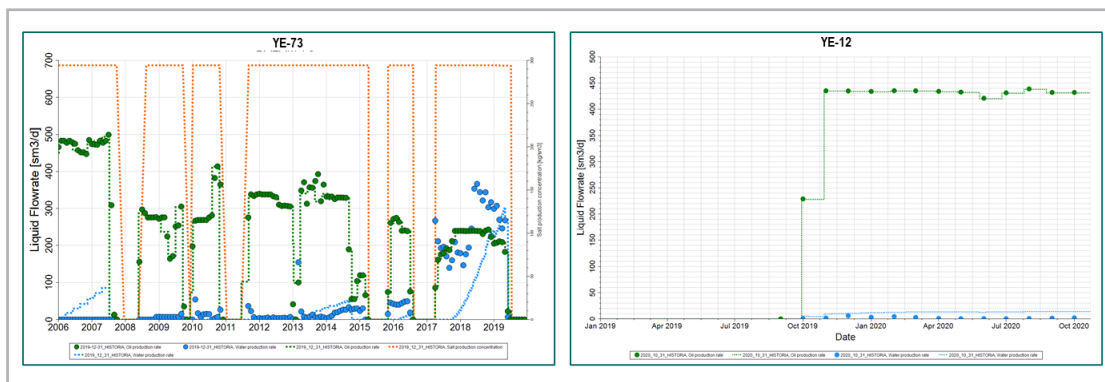


Figura 20. Ajuste histórico  $q_o$ - $q_w$  a nivel pozo.

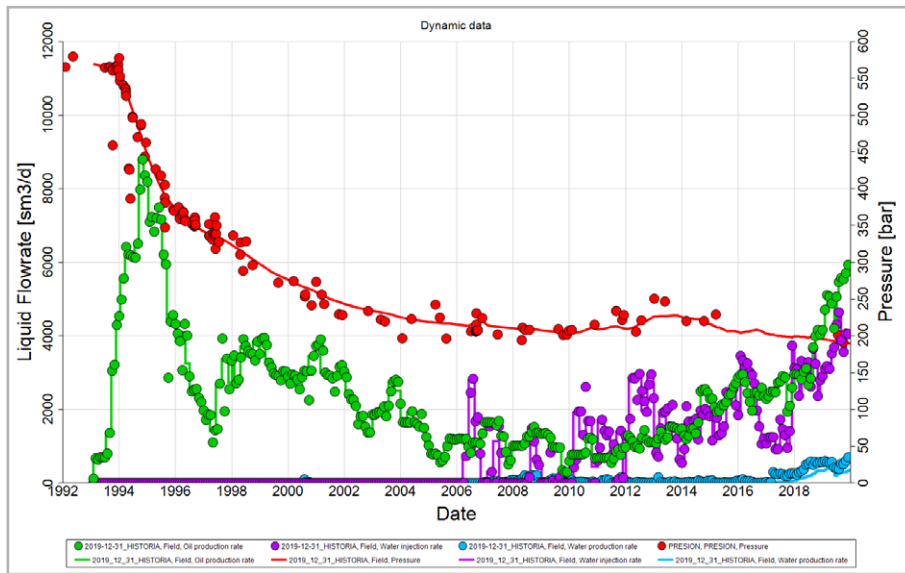


Figura 21. Ajuste histórico  $q_o$ - $q_w$ - $q_{w\text{ iny}}$ -Presión a nivel yacimiento.

También es importante mencionar que gracias a la alta resolución con la que cuenta el modelo de SNY, se pudieron realizar análisis con mejor detalle que en el modelo anterior:

- Observar efectos de conificación de agua, **Figura 22**.
- Realizar el seguimiento del movimiento del frente de inyección, **Figura 23**.
- Generar líneas de corrientes con mayor detalle, **Figura 24**.
- Generar pronósticos de producción más apegados a la realidad y con menor incertidumbre, **Figura 25**.

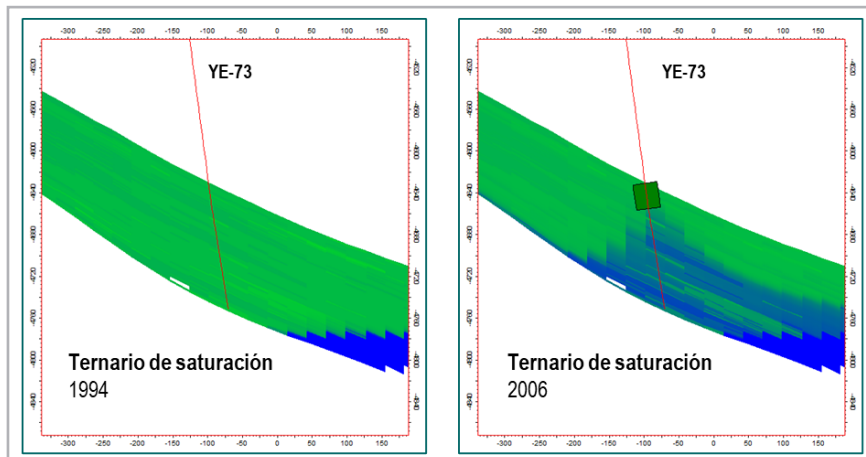


Figura 22. Efecto de conificación, pozo YE-73.

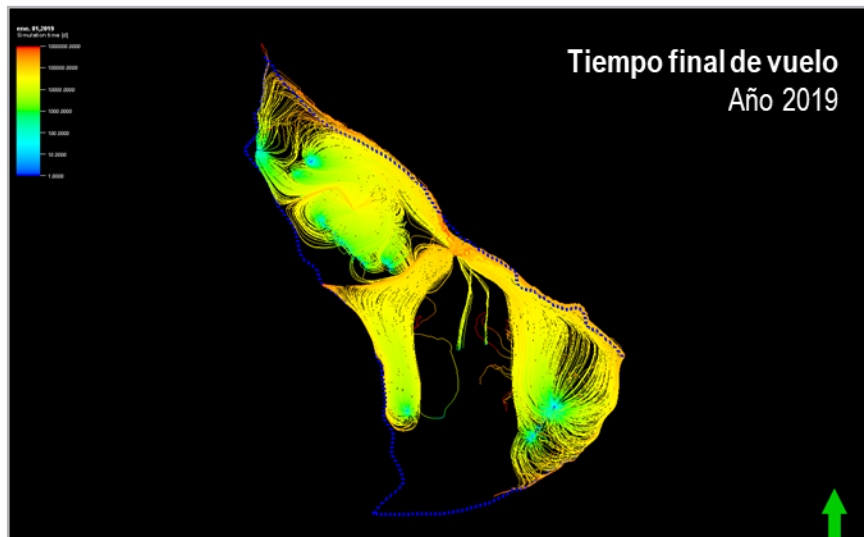


Figura 23. Mapa de líneas de corrientes.

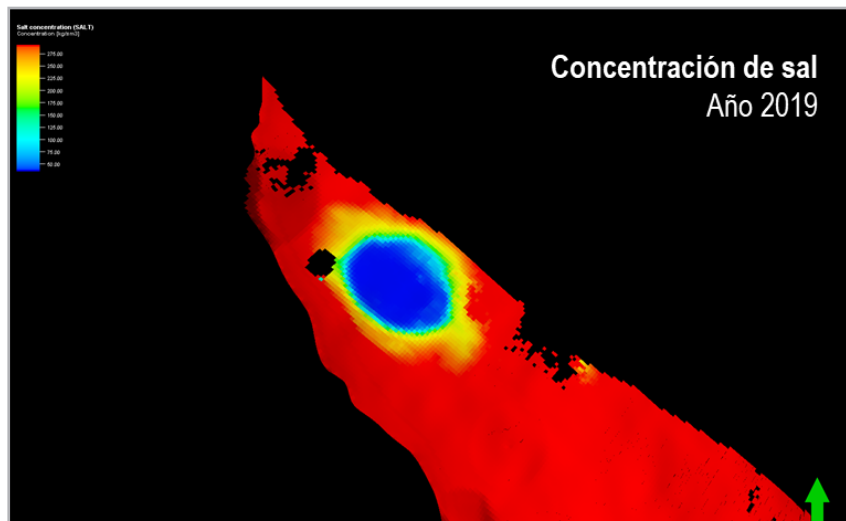


Figura 24. Mapa 3D de distribución de concentración de sal.

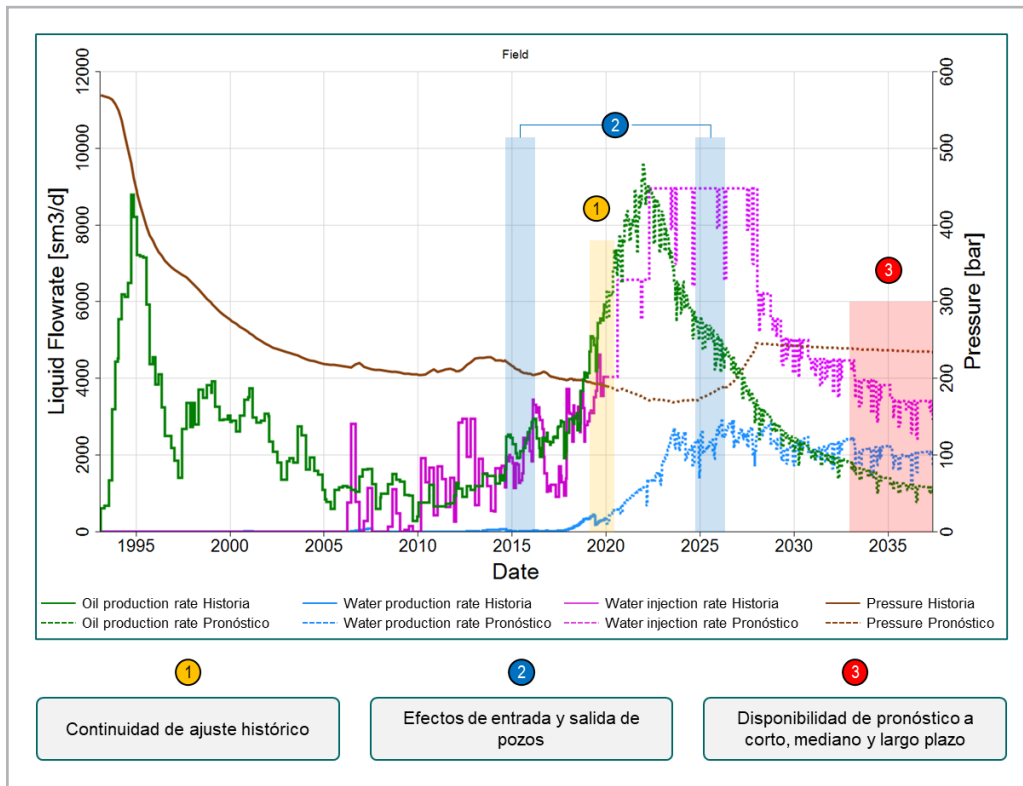


Figura 25. Gráfico de presión-producción.

## Conclusiones y recomendaciones

El desarrollo de modelo de alta resolución incrementó en gran medida la certidumbre de los perfiles de producción, gracias a que fue posible representar en mejor medida los fenómenos físicos presentes en el yacimiento, lo cual influyó en la toma de decisiones del esquema de explotación de yacimiento en estudio.

Se recomienda que, para la aplicación de estos modelos dinámicos, se utilice la mayor cantidad de datos validados mediante correlaciones y modelos matemáticos, entre otros métodos, para poder aprovechar al máximo el potencial que ofrece la resolución de la malla geológica.

## Nomenclatura

°C	Grados Celsius
API	American Petroleum Institute
BEC	Bombeo electrocentrífugo

BM	Balance de Materia
$B_o$	Factor de volumen de aceite
bs	Barriles estándar
CAAA	Contacto Agua-Aceite Actual
CAAO	Contacto Agua-Aceite Original
CDY	Caracterización Dinámica de Yacimientos
CEY	Caracterización Estática de Yacimientos
cm <sup>2</sup>	Centímetros cuadrados
Hc's	Hidrocarburos
km	Kilómetros
Kr	Permeabilidad relativa
m	metro
M	Miles
m <sup>3</sup>	Metro cúbico

MD	Modelo de Declinación	$q_{w\ iny}$	Gasto de inyección de agua
md	Mili Darcy	RGA	Relación gas-aceite
MM	Millones	SNY	Simulación Numérica de Yacimientos
mv	Metros Verticales	YE	Yacimiento en Estudio
mvbmr	Metros Verticales Bajo Mesa Rotaria	YNE	Yacimiento No en Estudio
mvbnm	Metros Verticales Bajo Nivel del Mar		
OOIP	Original Oil In Place		
$p_b$	Punto de burbuja		
$P_c$	Presión Capilar		
pcs	Pies cúbicos estándar		
$p_i$	Presión Inicial		
PVT	Presión Volumen Temperatura		
Qw	Producción de agua		

## Bibliografía

Kolodzie, S. Jr. 1980. Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smits Equation to Determine Ooip in Spindle Field, Colorado. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, septiembre 21-24. SPE-9382-MS.  
<https://doi.org/10.2118/9382-MS>.

## Semblanza de los autores

### Omar Cruz Samberino

Estudió la Licenciatura de Ingeniería en Petróleo y Gas Natural en la Universidad Olmeca. Experiencia de 11 años en la industria petrolera donde ha participado como Ingeniero de diseño de pozos en el proyecto de inyección de vapor Samaria Somero y los últimos 9 años se ha desempeñado como Ingeniero de simulación numérica. Actualmente se encuentra adscrito a la Gerencia de Planes de Explotación donde tiene como responsabilidad evaluar las estrategias de explotación mediante la implementación de modelos de simulación numérica en el Área Contractual Ek-Balam.

### Erick Rafael Martínez Antúnez

Es Ingeniero Petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México y posee el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Petrolera por la Texas A&M University.

Ha trabajado los últimos 16 años para Petróleos Mexicanos desempeñándose como Ingeniero de yacimientos en la Subgerencia de Reservas de Hidrocarburos de la Región Sur, Activo de Producción Cinco Presidentes, Activo Integral Holok-Temoa, Gerencia de Proyecto de Desarrollo Lakach, Activo de Producción Cantarell y Gerencia de Administración de Yacimientos.

Actualmente se encuentra adscrito a la Gerencia de Planes de Explotación teniendo como responsabilidad la definición de esquemas de explotación de yacimientos a través de estudios de simulación numérica para los campos de la Región Marina Noreste.