

ESTUDIO DE RESERVORIOS INTEGRADO CAMPO LA VICTORIA, ESTADO DE APURE, VENEZUELA

Autores: **Mileida Medina**, PDVSA Sur, **Mirta Galacho**, MG&A, **Guillermo Monsalvo**, MG&A, **Claudio Larriestra**, LC&A, **David Curia**, LC&A.

ABSTRACT

El campo La Victoria está ubicado en el Estado de Apure, Venezuela. Se compone de 8 yacimientos, 7 de los cuales han sido productivos a través de 38 pozos. El mecanismo de producción preponderante es el empuje natural de agua.

El objetivo del Estudio fue caracterizar estática y dinámicamente los yacimientos del campo, reuniendo sinérgicamente el aporte de cada una de las disciplinas que lo integraron, para finalmente encontrar las Oportunidades de Desarrollo y Extracción que permitieran optimizar las producciones y reservas del Campo.

A través de los **Estudios Geoquímicos** de los petróleos de los distintos yacimientos del campo, se buscaron las diferencias que pudieran caracterizar –y por lo tanto cuantificar- las producciones de los mismos, en un eventual y posterior esquema de producción “commingled”. Se encontró que esas diferencias no son relevantes para sostener la asignación de producciones.

La Caracterización estática tridimensional y continua de los reservorios que aportó la Geoestadística fue muy importante para la definición del Modelo Estático suministrado al Simulador Numérico Dinámico, facilitando y precisando la tarea de Ajuste del mismo y, consecuentemente, incrementando la certeza de sus Pronósticos de Producción, en los distintos Escenarios de Explotación planteados.

El Simulador Numérico también incorporó la Caracterización Dinámica de la Ingeniería de Reservorio Clásica y del Análisis Nodal, y aportó a esa Caracterización en su propio proceso de Ajuste Histórico.

Finalmente la Evaluación Económica se llevó a cabo de manera interactiva con la Simulación Numérica Dinámica lo que permitió seleccionar las opciones técnica y económicamente más convenientes para el desarrollo y explotación de cada yacimiento del Campo La Victoria, seleccionando, en base al Estudio Integrado, un Escenario de Explotación.

En resumen el trabajo realizado permitió:

- Estimar un **POES** de 643 MMbbls, **31,7 % superior** al previamente determinado
- Recomendar la **Perforación de pozos horizontales**, en lugar de verticales o desviados, por ser técnica y económicamente más convenientes.
- Recomendar el **Aumento de los regímenes de extracción** por pozo, a caudales variando de 2500 a 13000 BPD, de acuerdo con el yacimiento
- Determinar las **Reservas Remanentes** por producción primaria en el Escenario de Explotación Seleccionado en 198 MMbbls (62,3% superiores a las del Escenario de Explotación Actual), con un **Factor de Recuperación Final** promedio del **54,7 %**.

- **Mejorar, Precisar y Facilitar el Modelado Estático y Dinámico** de los reservorios a través de la integración sinérgica de las distintas disciplinas participantes del Estudio, contribuyendo, en definitiva, a maximizar la recuperación económica de petróleo, minimizando a su vez los riesgos de operación del Campo La Victoria.

INTRODUCCIÓN

Para caracterizar estática y dinámicamente los yacimientos (unidades hidráulicas independientes) del Campo La Victoria, se reunieron sinérgicamente en el presente Estudio Integrado los aportes de cada una de las disciplinas que lo integraron, desarrollando las siguientes Tareas:

- Generación de Base de Datos, con validación de los mismos
- Caracterización Estática de los Reservorios por modelado Geológico – Petrofísico - Geofísico – Geoestadístico y por Ingeniería de Reservorios Clásica. Cálculo de POES por yacimiento.
- Evaluaciones Geoquímicas para Caracterizar la Producción por yacimiento para un posible esquema futuro de producción conjunta.
- Análisis Nodal para Optimizar las Condiciones de Explotación
- Predicción y Optimización del Desarrollo y Explotación de los yacimientos por Simulación Numérica Dinámica
- Evaluaciones Económicas y Análisis y Selección de los Escenarios de Explotación

La Caracterización estática tridimensional y continua de los reservorios que aportó la Geoestadística al Estudio ha sido de fundamental importancia para la definición del Modelo Estático suministrado al Simulador Numérico Dinámico. La calidad de ese Modelo facilitó y precisó la tarea de Ajuste del Simulador Dinámico, determinando una mayor certeza en los Pronósticos de Producción del Simulador, en los distintos Escenarios de Explotación planteados.

El Simulador Numérico también incorporó la Caracterización Dinámica de la Ingeniería de Reservorios Clásica y del Análisis Nodal, y aportó a esa Caracterización en su propio proceso de Ajuste Histórico.

Finalmente la Evaluación Económica se llevó a cabo de manera interactiva con la Simulación Numérica Dinámica lo que permitió de manera integrada seleccionar las opciones técnica y económicamente más convenientes para el desarrollo y explotación de cada yacimiento del Campo La Victoria.

DESARROLLO

El campo La Victoria está situado en el Distrito Páez del Estado de Apure, el cual se localiza en el extremo Suroccidental de Venezuela, enmarcado en forma general por los ríos Uribante-Apure al Norte y Arauca al Sur. Aproximadamente a 6 Km al Norte del límite con Colombia y 40 Km al Oeste del campo Guafita.

Se ubica al Oeste del Sector Suroriental en la Cuenca de Barinas en el Piedemonte Andino, en el área de las estructuras someras, en la zona de plataforma de la cuenca, que cubre por el Este el área de Guafita, con su extensión hacia el escudo, y se extiende hacia el Oeste unos 70 Km abarcando hasta el área del campo La Victoria.

El estilo estructural del Área del Campo La Victoria, en la Cuenca de Apure, está definido por tectónica inversa y cierres anticlinales. El rasgo estructural más importante, ver Fig. 1, es el anticlinal que define el Campo La Victoria, que está desarrollado al Oeste de la falla principal, con cierre al Norte de los últimos pozos perforados en el campo. Hacia el Sur se ha interpretado una falla de rumbo NE-SO que tiene como límite NE a la falla principal.

Cabe mencionar que esta última falla se observó claramente en la Sísmica 2D disponible, en los niveles de Escandalosa, pero no a la base del Terciario, por lo que en los niveles de Quevedo Superior e Inferior debe considerarse como probable.

Campo La Victoria, Yacimientos

Del presente Estudio Integrado, con sus Modelos Estáticos y Dinámicos, surgieron las siguientes ocho unidades hidráulicas independientes (o yacimientos), todos ellos de Recursos Comprobados, algunos más desarrollados que otros, siendo al presente todos productivos salvo Arauca Inferior:

- **Escandalosa Inferior**, la más profunda y no totalmente penetrada por los pozos existentes.
- **Escandalosa Media**, integrada por los niveles M1 y M2 que conforman hidrodinámicamente un único yacimiento.
- **Escandalosa Superior**, que se divide en las arenas S2, S3 y S4 que han mostrado ser unidades hidráulicas independientes.
- **Quevedo Inferior**, arenas que constituyen un único yacimiento.
- **Quevedo Superior**, el yacimiento está conformado por dos arenas intercomunicadas, A y B, las cuales en algunas zonas del campo analizado se encuentran total o parcialmente truncadas por la discordancia del Cretácico Superior.
- **Arauca Inferior**, arena del Terciario perteneciente a la Fm. Guafita, se desarrolla por arriba de la discordancia anteriormente mencionada, con un desarrollo permeable y areal de relativo interés como yacimiento prospectivo.

Para realizar el estudio se dispuso sólo de sísmica 2D, además de la información de pozos. La mayoría de los pozos perforados fueron “desviados” por las condiciones de operación de superficie.

Con la información recibida, analizada y validada, se confeccionó una **Base de Datos**, que permitió el manejo en forma eficiente y segura de los mismos. Dicha base fue alimentada además, con los resultados de los distintos procesos de estudio, a medida que se fueron desarrollando.

Como parte del trabajo **Geológico** se realizó la puesta en profundidad de los distintos registros y su verticalización, se identificaron reflectores eléctricos “guías”, se correlacionaron estos niveles y posteriormente los techos de las formaciones y de los distintos miembros de cada una.

Para realizar la **Correlación Geológica**, se cargó la información de la Base de Datos en el sistema SIGEO, lo que permitió definir con relativa facilidad los Cortes Geológicos, y luego validarlos y también realizar los mapas base, isopáquicos y de isopropiedades, para cada yacimiento.

Para desarrollar la **Interpretación Sísmica Estructural** se dispusieron 320 km de líneas sísmicas 2D, y 5 registros sísmicos. El campo estudiado ocupa el centro de un anticlinal alargado en sentido N-S, presentando sólo fallas inversas, la principal con rumbo aproximado NNE-SSO y rechazo de 1000' en la zona central del campo, el que se desarrolla íntegramente al Oeste del mencionado lineamiento. En la Fig. 1 se muestra un isócrono, donde puede observarse la posición estructural de la traza de la falla principal, respecto al anticlinal que define el campo.

Estimación de un Mapa Estructural Utilizando Cokriging

La conversión a profundidad de un isócrono requiere conocer la distribución areal de la velocidad. La velocidad que se puede calcular con datos de pozos es muy apropiada, pero es un dato discreto poco adecuado para analizar variaciones laterales de la misma. Puede considerarse que una solución

estadística del modelo o grilla de velocidad, se ajusta más exactamente a la realidad.

Esta técnica permite establecer el valor esperado en una locación de una variable escasamente muestreada (datos de pozo: en general certeros), a partir de su correlación con otra variable densamente muestreada (datos sísmicos).

Utilizando Cokriging se realizaron dos mapas estructurales del área en estudio (Fig. 2). Como toda estimación, los valores obtenidos por Cokriging están sujetos a error, pero la ventaja de esta metodología (a diferencia de cualquier otra) es que el error se puede estimar (Fig. 3).

Modelado Geoestadístico

Por medio de la **Geoestadística**, y sólo utilizando registros de pozo, se realizó la Modelización Tridimensional de los reservorios de las dos formaciones principales del Campo. Se investigaron y definieron las relaciones internas de sus miembros y sus propiedades petrofísicas.

En la evaluación de esta disciplina se desarrollaron las siguientes tareas:

- Normalización estadística de los perfiles de: Rayos Gamma, Resistividad y Densidad
- Cálculo de la curva de Saturación de Agua
- Análisis Variográfico tridimensional
- Construcción de la grilla 3D para la propiedad GR
- Construcción de la grilla 3D para la Porosidad Efectiva
- Construcción de la grilla 3D para la Saturación
- Confección de Cortes
- Confección de Diagramas Tridimensionales

En la Fig.4 se observa el Índice Gamma Ray para la Formación Escandalosa, la más profunda del campo. Se representan en tonos rojos las fracciones psamíticas y en verdes las pelíticas, destacándose en la porción inferior dos eventos arenosos bien definidos (Escandalosa Media y Escandalosa Inferior), mientras que la porción superior aparece compuesta de arenas arcillosas (Escandalosas Superiores), de carácter lentiforme y desconectadas, con cuerpos no muy bien definidos, denotando modificación en las condiciones ambientales. Se distinguen en esa porción superior al menos cuatro eventos psamíticos.

En la misma Fig. 4 se observa que hacia el Sur existe una neta división entre las arenas Escandalosa Media e Inferior, mientras que hacia el norte la separación no es tan neta.

En la Fig. 5 se muestra un corte W-E del modelo tridimensional de Porosidad Efectiva, también para la Formación Escandalosa, que atraviesa la estructura en su parte media, donde se aprecia la excelente continuidad petrofísica de los reservorios principales y el carácter localizado de las arenas superiores.

Así mismo se construyó un Modelo Tridimensional de la Saturación que mostró correspondencia con la posición estructural de los reservorios.

Para las Arenas S1 y S2 de las Escandalosas Superiores, difíciles de definir con los Modelos Geológicos clásicos, se realizó también, utilizando el Gamma Ray, un **Modelo Geoestadístico tridimensional de detalle**, presentado en la Fig. 6, en modo estratigráfico, con los valores menores a 70 GAPI.

Se puede apreciar el carácter saltuario de las arenas representadas, delimitando reservorios individuales de rumbo submeridional, que probablemente constituyan varias unidades de flujo independientes.

Cabe mencionar que las Arenas S3 y S4 de las Escandalosas Superiores, no representadas en la Fig. 6, poseen un carácter diferente, siendo en apariencia más continuas, aunque conservan una canalización de rumbo submeridional.

En la Fig. 7 se aprecia la complejidad litológica y ambiental de la Fm. Navay. Las arenas se encuentran interdigitadas entre las pelitas y los carbonatos y su composición litológica y por ende sus propiedades petrofísicas son variables a lo largo del campo, a diferencia de lo ocurrido con las arenas de las formaciones subyacentes (Escandalosas).

En el flanco oriental de la estructura, en las proximidades de la falla principal, las zonas psamíticas pierden espesor y disminuyen su calidad petrofísica.

También se aprecia en la última figura el carácter distinto de los reservorios, el Quevedo Inferior más continuo y de mayor espesor, y el Quevedo Superior limitado al tope de la estructura (por la discordancia) y de mucho menor espesor.

El modelo geoestadístico de porosidad identificó un aumento de porosidad al tope del Quevedo Superior, en la parte central de la estructura, posiblemente relacionados a la proximidad de la discordancia que la separa de la formación suprayacente. En Quevedo Inferior, en cambio, los valores de porosidad interesantes se encuentran en el flanco Sur de la estructura.

Correlacionando los perfiles Gamma Ray, Resistividad y Densidad, con los estudios del único núcleo disponible se definió un Modelo Tridimensional de Litofacies para Quevedo Inferior, ver Fig. 8.

Se observa que los carbonatos (en azul) se encuentran asociados a arenas (amarillo-verde) y a su vez éstas transicionalmente pasan a pelitas (rojo). Esta relación sugeriría que los carbonatos tuvieron una ocurrencia importante en los tiempos del Miembro Inferior de la Formación modelada, mientras que durante el tiempo del Miembro Superior habrían sufrido una mayor alteración debido a fluctuaciones del nivel de base, como lo demuestra la discordancia suprayacente. Por último se observó la relación areal y con la profundidad de las facies estimadas, configurando un ambiente marino proximal de barreras carbonáticas, sujetas a erosión y sedimentación clástica, rodeadas de facies pelíticas depositadas en zonas de mínima energía.

Integración de los Resultados de las Geociencias

Una vez obtenidos los resultados preliminares de las distintas disciplinas que participaron en la Caracterización Estática del Estudio Integrado, se realizó la **Integración** de los mismos para refinar resultados en distintos temas, tal como se resume a continuación:

- **Estructura:** Inicialmente se compararon los resultados de la Geología Clásica y la Interpretación Sísmica. Para facilitar e integrar cuantitativamente ambas, se realizó el análisis geoestadístico de Cokriging entre los datos estructurales de pozo y los datos aportados por la Interpretación Sísmica. Así resultaron los Mapas Estructurales finales, utilizados en el Estudio, uno de los cuales se observa en la Fig. 9.
- **Estratigrafía:** Se integraron los resultados de la Geoestadística con los de la Geología Clásica, lo que permitió refinar las Correlaciones finales, y también estimar los espesores más probables de Escandalosa Inferior, sólo parcialmente penetrada por los pozos perforados.

Ingeniería de Reservorios Convencional

Dentro de la **Ingeniería de Reservorios Convencional**, y como apoyo para la **Simulación Numérica Dinámica**, de los yacimientos productivos del Campo La Victoria, se desarrollaron las siguientes tareas:

- Análisis y Validación de las producciones y de las presiones.
- Interpretación de transitorios y gradientes de Presión.
- Análisis, validación y redefinición de las características PVT de los fluidos.
- Estimación de los Recursos Originales en Sitio (POES).
- Primer reconocimiento de oportunidades de desarrollo, por perforación y reparación de pozos, analizadas luego con el Simulador Numérico Dinámico.

Utilizando la Base de Datos OFM se realizó el análisis de la producción de los pozos hasta Noviembre de 1998. A esa fecha, de los 35 pozos productivos del campo, 25 estaban en producción efectiva, cada uno de un único nivel, mientras 2 pozos producían en forma conjunta de Escandalosa Media e Inferior.

Se llevó a cabo también la validación, integración y en algunos pocos pozos reasignación de yacimiento de los datos de producción. Esta última tarea consideró la identificación de niveles - yacimientos realizada en el Modelo Estático de este estudio.

El avance de agua sobre los reservorios es importante en general, pero particularmente para los más profundos, tal como se puede observar en las historias de producción de Quevedo Inferior, uno de los reservorios más someros y Escandalosa Inferior el más profundo del Campo, Ver Figs. 10 y 11.

Se realizaron las interpretaciones de los **Ensayos de Transientes de Presión** disponibles, en las condiciones de reservorio del Modelo Estático definido en este trabajo. Se compararon esos resultados con los previamente realizados. Las presiones estáticas de estos ensayos, como las de los Gradientes de Presiones, se expresaron a un plano de referencia de 8900 pbnm.

En las comparaciones referidas se observó cómo la asignación de modelos erróneos, por ejemplo de pozo, influyó en interpretaciones erróneas. Efectivamente, en general en los pozos de La Victoria la relación entre el espesor punzado y el permeable es mucho menor que uno, por lo que la adopción de un modelo de pozo de penetración parcial es la correcta. Sin embargo esto no se lo hizo en las interpretaciones de Transientes de Presión previas, lo que provocaba la estimación de factores de daño anormalmente altos.

Ante la falta de datos de presión estática actual a administrar al Simulador Numérico Dinámico, en los niveles de Escandalosa Superior y Quevedo, se realizaron algunas estimaciones considerando los valores de Presión dinámica actual, utilizados en el Análisis Nodal de los pozos.

Análisis Nodal

El **Análisis Nodal** desarrollado tuvo como principal objetivo evaluar las posibilidades de incrementar la producción de petróleo del Campo, para sostener recomendaciones previas y para su posterior integración a la **Simulación Numérica Dinámica**.

El Estudio de Incremento de Producción en el campo constó de los siguientes pasos:

- Análisis de datos de pruebas de pozo y de producción
- Definición del comportamiento de los pozos. Curvas IPR
- Sistematización de datos y resultados

- Análisis Nodal. Ajuste de condiciones actuales
- Evaluación de incrementos en la producción de petróleo

En la Fig. 12 se muestra un ejemplo de las curvas IPR obtenidas para cada pozo del Campo.

Los resultados obtenidos del **Análisis Nodal** pueden resumirse así:

- **El Campo presenta muy buen potencial de incremento de producción de fluidos, particularmente en los niveles Escandalosa Media e Inferior, donde relación caudal actual/potencial absoluto apenas supera el 6%.**
- En los niveles Quevedo en cambio la relación promedio caudal actual/potencial absoluto supera el **60%** por lo que las posibilidades de incremento de producción de fluidos son más limitadas.
- Cuando en los pozos productores ya ha irrumpido el frente de agua no se observan aumentos significativos en el porcentaje de agua producida al incrementar el caudal de producción de fluidos.

Las recomendaciones finales de incremento de producción consideraron, además de estos análisis, el comportamiento de los reservorios ante esos incrementos, utilizando el Simulador Numérico Dinámico, tanto para pozos verticales como horizontales, y la posibilidades de ubicar en el mercado internacional las bombas electrosumergibles (BES) para esos caudales.

Así los caudales de fluidos totales recomendados oscilaron entre los 2500 y 13000 bpd para los pozos verticales y entre 8000 y 13000 bpd para los pozos horizontales. Los primeros valores de cada grupo corresponden a los niveles Quevedo y los últimos valores a los niveles Escandalosa Media e Inferior.

Simulación Numérica Dinámica

Para desarrollar esta tarea se utilizó el Simulador Eclipse 100. Las 7 Arenas (Unidades Hidráulicas) identificadas y definidas en este estudio fueron subdivididas en 15 niveles para lograr una mejor caracterización vertical del movimiento de los fluidos en yacimientos de espesores importantes como Escandalosa Media, Inferior, etc.

Se encontró adecuado un sistema areal de 21 x 60 celdas, de tamaño y formas variables, para la construcción de la **Malla de Simulación**, adaptadas a los límites físicos de los reservorios, particularmente a la falla principal de dirección NNE-SSO, tal como se observa en la Fig. 13.

En las zonas de los acuíferos estas celdas llegan hasta 600 x 600m, y se refinan en la zona de los pozos productores hasta 200 x 200m aproximadamente. Estos diferentes tamaños de las celdas permiten lograr un mayor detalle en el ajuste, y por lo tanto en la predicción, en las zonas productoras de petróleo respecto de los acuíferos

Se cargaron 7 mapas estructurales al tope de cada una de las Arenas estudiadas, y también 7 mapas isópacos, como “contornos” provenientes de las Interpretaciones de las Geociencias. En la Fig. 14 se observa una Vista 3D de los yacimientos del Campo, proporcionada por el Simulador Eclipse.

Inicialización del Simulador Numérico Dinámico

El Modelo se inicializó con distribuciones de porosidad cargadas como “mesh” por Nivel para cada yacimiento provenientes del Modelo Geoestadístico de la porosidad desarrollado en este Estudio Integrado. En la Fig. 15 se observa la correspondiente distribución para Escandalosa Media.

Para la estimación de la distribución de la permeabilidad, se contó con datos del análisis convencional de núcleos, sólo para los pozos LVT-1x y LVT-34 en la formación Quevedo Inferior, ver Fig. 16. Para los demás niveles productivos se ajustó esta correlación considerando los valores de permeabilidades promedio por yacimiento, ver Tabla 1, provenientes de las pruebas de campo, y los valores promedio de porosidad de cada yacimiento, obtenidos geoestadísticamente de la evaluación petrofísica de los perfiles, ver Tabla 2.

Se suministraron al Modelo dos caracterizaciones PVT de los petróleos, una para los yacimientos del Mbr. Quevedo y otra para la Fm. Escandalosa, ambas provenientes de los estudios de validación y definición desarrollados en este Estudio. Las principales características PVT de los fluidos utilizadas se muestran en la Tabla 3.

En la Tabla 4 se muestran las Saturaciones Iniciales de Agua (S_{wi}) y Residuales de Petróleo (S_{or}), de las Permeabilidades Relativas Suministradas al Simulador Numérico Dinámico.

Las presiones estáticas iniciales (a 8900 pbnm) y las Posiciones Estructurales de los Contactos agua Petróleos Originales que se suministraron al modelo, por yacimiento, se muestran en la Tabla 5.

Petróleo Original en sitio

Los valores de POES estimados volumétricamente, con los datos suministrados, arriba descritos, por el SND para cada Arena, se muestran en la Tabla 6, estos coinciden con diferencias menores del 5% con las estimaciones volumétricas clásicas realizadas.

Ajuste de la Historia de Producción a Escala de Campo

El Ajuste se efectuó por pozo, presentando cada yacimiento una única región de equilibrio, dividida en varias zonas, de acuerdo con los requerimientos del Ajuste, con sus curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo y presiones capilares resultantes.

Cabe acotar que los ajustes se alcanzaron muy rápidamente para varios pozos-nivel del campo, siendo ésta una medida muy importante de la bondad de las Caracterizaciones Estáticas y Dinámicas utilizadas, y, consecuentemente, del Modelo Dinámico resultante. En las Figs. 17 y 18 se presentan ejemplos de los ajustes logrados a nivel pozo y, como resultado de estos, a nivel yacimiento.

Uno de los resultados del Ajuste llevado a cabo fueron las distribuciones de Saturaciones de fluidos iniciales y actuales, tal como se muestran en la Figs. 19.a y 19.b, para uno de los niveles estudiados y en el Corte N-S de la Fig. 20, para todos los yacimientos.

Mediante el Simulador Numérico se estimaron las producciones futuras en el **Escenario de Explotación Actual**. Las **Propuestas Finales de Desarrollo** consideraron las recomendaciones provenientes del Modelo Estático, involucrando las evaluaciones desarrolladas de las Geociencias y de la Ingeniería de Reservorios Convencional y los resultados de la Simulación en cuanto a la distribución de fluidos actuales se refiere más los pronósticos de producción obtenidos por el Simulador para esos desarrollos.

Llevando a cabo la Simulación Numérica Dinámica de manera integrada con la Evaluación Económica se **Optimizaron, técnica y económicamente, los siguientes aspectos del Proyecto de Desarrollo y Explotación del Campo:**

- Workovers a realizar. Se seleccionaron 5 pozos en cuatro de los yacimientos del campo.

- Locación de los pozos a perforar. Se identificaron 14 pozos en 5 yacimientos del campo.
- Tipo de pozo, horizontal o desviado. Se seleccionó el primero.
- Navegación de los pozos horizontales (PH). Las recomendaciones variaron entre 300 y 600 pies.
- Workovers frente a la perforación de nuevos PH
- Incremento de los Regímenes de Extracción de los pozos. Se sugieren caudales entre 2500 y 13000 bpd para los pozos verticales y entre 8000 y 13000 bpd para los pozos horizontales, para todos los yacimientos, salvo para las arenas S3 y S4, de Escandalosa Superior.

Evaluación Económica

Se calcularon, y presentan en la Tabla 7, los Valores Presentes Netos (VPN) de los Escenarios de Explotación Actual y Seleccionado por yacimiento. Los cálculos del VPN se hicieron en un período de 15 años, descontando los flujos de caja al 10% anual. A efectos del cálculo se estimó que las inversiones se harían en el primer semestre del año 2000 y que el proyecto se pondría en marcha a partir del segundo semestre de ese año.

Se analizó también la conveniencia de perforar pozos verticales o pozos horizontales, calculando sus VPN para las distintas locaciones analizadas, algunos de esos valores se presentan en la Tabla 8, apreciándose netamente la conveniencia de la perforación horizontal. Por ese motivo las recomendaciones de pozos nuevos están hechas con esta modalidad de perforación.

Se tomó como precio de referencia del crudo WTI los 18 dólares por barril, considerando un descuento de 2,50 dólares por calidad. Conjuntamente se calculó el VPN de cada Escenario con un crudo a 20 y a 16 dólares por barril, apreciándose de esta manera la sensibilidad al precio en el mercado.

Estudios Geoquímicos

A través de los **Estudios Geoquímicos** de los petróleos de los distintos yacimientos del campo, se buscaron las diferencias que pudieran caracterizar –y por lo tanto cuantificar- las producciones de los mismos en un eventual y posterior esquema de producción “commingled”.

Se recurrió a técnicas cromatográficas en fase gaseosa de alta resolución para identificar las distintas familias de hidrocarburos. La composición química varía no solamente por el origen del petróleo sino también por la historia de su maduración, biodegradación y condiciones de almacenaje.

Los cromatogramas obtenidos, similares a los mostrados en la Fig. 21, y los refinamientos posteriores realizados, no permiten identificar diferencias cuantificables como para sostener por este método, la asignación de producciones por yacimiento en un esquema “commingled”.

CONCLUSIONES

Se resumen a continuación las **Conclusiones del Estudio Integrado llevado a cabo:**

- Los **pozos a perforar** deben ser horizontales pues, según se analizó en la Simulación Numérica Dinámica, Conjuntamente con la Evaluación Económica, no sólo resultarán mejores productores sino, también, económicamente más atractivos.
- Con las Propuestas de Pozos a Perforar se completaría el desarrollo de algunos yacimientos, quedando oportunidades de desarrollo adicionales muy importantes, hacia el Sur, en algunos yacimientos.
- **El Factor de Recobro Final** en el Escenario de Explotación Seleccionado, será **54,7 %**.
- El **POES** estimado en este Estudio es **31,7 % superior** al previamente determinado

- Las reservas remanentes en el Escenario de Explotación Seleccionado son 62,3% superiores a las del Escenario de Explotación Actual.
- Cabe aclarar que estas predicciones no contemplan procesos de barrido por inyección de agua, que se considera conveniente desarrollar, luego del correspondiente estudio.
- Finalmente puede decirse que el **Estudio Integrado desarrollado permitió Mejorar, Precisar y Facilitar el Modelado Estático y Dinámico** de los reservorios a través de la integración sinérgica de las distintas disciplinas participantes del Estudio, contribuyendo, en definitiva, a maximizar la recuperación económica de petróleo, minimizando, a su vez, los riesgos de operación del Campo La Victoria.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las autoridades de PDVSA, por su acuerdo para presentar este trabajo; a los profesionales de PDVSA SUR, por su constante participación en las distintas etapas del Estudio; a los profesionales de MG&A de Argentina, incluyendo su asesor Ernesto Mendoza, MG&A de Venezuela, LC&A, TECPAC y Laqui, por su trabajo diario que hizo posible la realización de este trabajo.

ABREVIATURAS

AOF: Absolute Open Flow, (b/d)

IP: Índice de Productividad, (b/d/psi)

k: Permeabilidad Absoluta, (mD)

Qo: Caudal de Petróleo, (b/d)

Qt: Caudal de Fluido total, (b/d)

Rsi: Relación Gas - Petróleo inicial (scf/b)

TABLAS

Fecha	Pozo	Yacimiento	AOF (b/d)	IP (b/d/psi)	Qt/AOF	k global (mD)
28/1/98	LVT-12	Escandalosa S2	4705	1.25	0.64	113
14/5/98	LVT-13	Escandalosa Media	33610	8.92	0.20	647
21/5/98	LVT-14	Escandalosa Media	135372	35.91	0.05	3259
4/3/98	LVT-16	Escandalosa Media	348942	92.57	0.02	8402
25/5/98	LVT-18	Escandalosa Media	235008	62.34	0.04	3018
23/5/98	LVT-19	Escandalosa Media	325427	86.33	0.02	7835
19/5/98	LVT-31	Escandalosa Media	80130	21.26	0.09	964
17/5/98	LVT-30	Escandalosa Inferior	257622	68.34	0.03	7089
15/4/98	LVT-15	Quevedo Inferior	579	0.16	1.00	10
15/5/98	LVT-23	Quevedo Inferior	1292	0.37	0.84	29
12/5/98	LVT-35	Quevedo Inferior	576	0.16	0.92	8
2/5/98	LVT-27	Quevedo Superior	2871	0.82	0.47	32

Tabla 1: Permeabilidad global de pruebas de campo

ARENA	Porosidad Promedio (%)	Permeabilidad Promedio (mD)	Ecuación de Correlación
Quevedo Superior	20.3	17	$\text{Log } k = 0.22 * \text{Porosidad} - 3.24$
Quevedo Inferior	21.3	17	$\text{Log } k = 0.22 * \text{Porosidad} - 3.46$
Escandalosa S2	23.4	113	$\text{Log } k = 0.22 * \text{Porosidad} - 3.09$
Escandalosa S3	23.4	113	$\text{Log } k = 0.22 * \text{Porosidad} - 3.09$
Escandalosa Media	25.2	3100	$\text{Log } k = 0.22 * \text{Porosidad} - 2.05$
Escandalosa Inferior	25.2	3100	$\text{Log } k = 0.22 * \text{Porosidad} - 2.05$

Tabla 2: Correlación Porosidad -Permeabilidad y valores medios de los parámetros por yacimiento

Formación	Gravedad (°API)	Factor de Volumen , Boi (b/b)	Rs (Scf/b)	Viscosidad (cp)
Quevedo	34	1.087	70	2.43
Escandalosa	36.3	1.10	92.5	1.57

Tabla 3: Principales Características PVT de los petróleos

Yacimiento	Saturación Inicial de Agua, (%)	Saturación Residual de Petróleo, Sor (%)
Quevedo Superior	29.00	29.67
Quevedo Inferior	27.00	29.32
Escandalosa S2	30.50	29.75
Escandalosa S3	30.50	29.75
Escandalosa S4	30.50	29.75
Escandalosa Media	21.00	29.32
Escandalosa Inferior	21.00	29.32

Tabla 4: Saturaciones Iniciales de Agua y Residuales de Petróleo, de las Permeabilidades Relativas Suministradas al Simulador Numérico Dinámico

Yacimiento	Presion Inicial (psi)	CAPO (pbnm)
Quevedo Superior	4044	8800´
Quevedo Inferior	4020	9000´
Escandalosa S2	3976	9170´
Escandalosa S3	3976	9190´
Escandalosa S4	3976	9230´
Escandalosa Media	3999	9230´
Escandalosa Inferior	3999	9240´

Tabla 5: Presiones Estáticas Iniciales (a 8900 pbnm) y Posiciones Estructurales de los Contactos Agua Petróleo Originales

Yacimiento	POES (MMb)
Quevedo Superior	58.0
Quevedo Inferior	140.0
Escandalosa S2	45.6
Escandalosa S3	35.0
Escandalosa S4	28.0
Escandalosa Media	278.0
Escandalosa Inferior	38.6

Tabla 6: Petróleo Original en sitio (POES) por Yacimiento

Yacimiento	Escenario Actual VPN (MUSD)	Escenario Seleccionado VPN (MUSD)
Quevedo Superior	30.703	44.731
Quevedo Inferior	30.137	66.399
Escandalosa S2	3.293	6.474
Escandalosa S3	10.227	12.936
Escandalosa S4	8.405	8.405
Escandalosa Media	94.200	122.553
Escandalosa Inferior	9.824	14.163
Totales	186.789	275.766

Tabla 7: Valores Presentes Netos (VPN) de los Escenarios de Explotación Actual y Seleccionado

Yacimiento (Pozo)	Pozo Horizontal VPN [MUSD]	Pozo Vertical VPN [MUSD]
Quevedo Superior (GH)	19.815	-2.476
Quededo Inferior (CD)	10.543	-829
Escandalosa Media (EF)	10.072	6.843

Tabla 8: VPN de Pozos Horizontales versus Pozos Verticales

FIGURAS

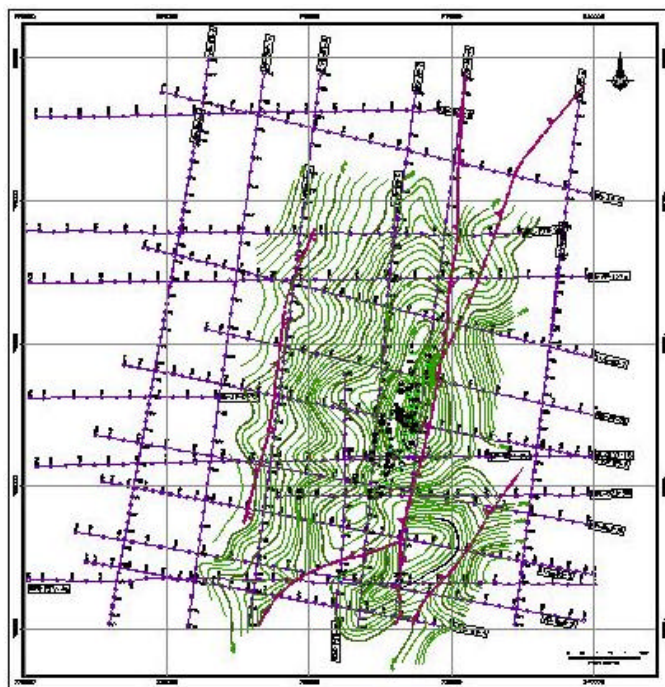


Fig. 1 Isócrono Sísmico al tope de la Formación Escandalosa

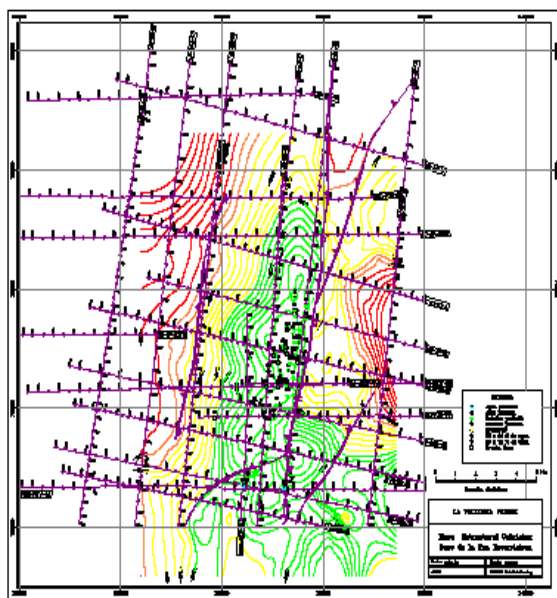


Fig. 2 Mapa estructural resultante del Cokriging, Al tope de la Formación Escandalosa

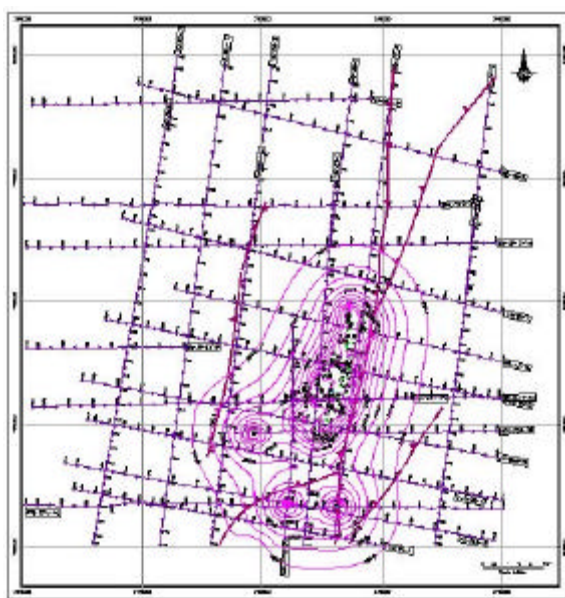


Fig. 3 Mapa de error de la Estimación Estructural por Cokriging, al tope de la Formación Escandalosa

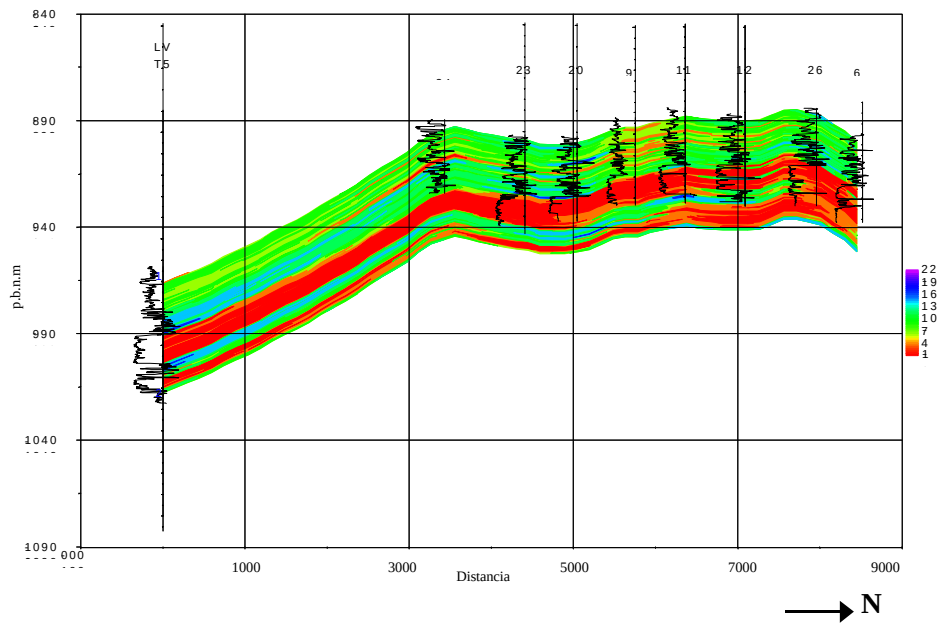


Fig. 4 Modelo 3D Indice Gama Ray. Formación Escandolosa. Corte N-S

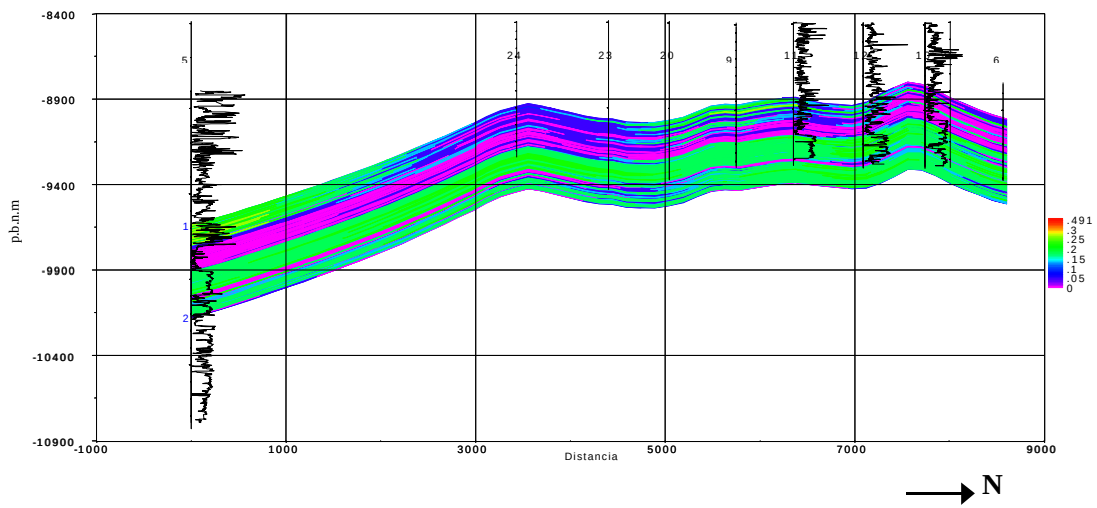


Fig. 5 Modelo 3D. Porosidad Efectiva. Formación Escandolosa. Corte N-S

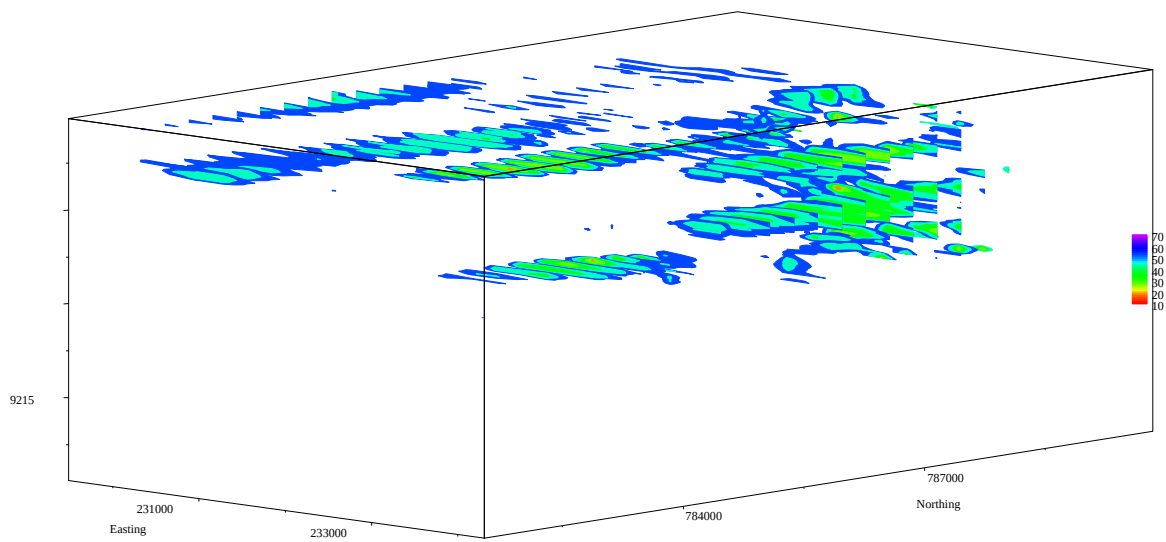


Fig. 6 Modelo Tridimensional para Arenas S1 y S2, Formación Escandalosa

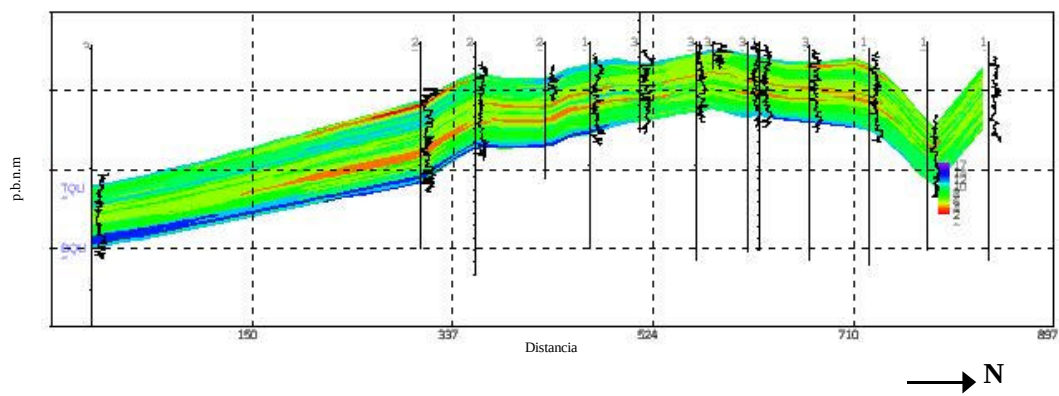


Fig. 7 Modelo 3D Indice Gama Ray, Formación Navay. Corte N-S

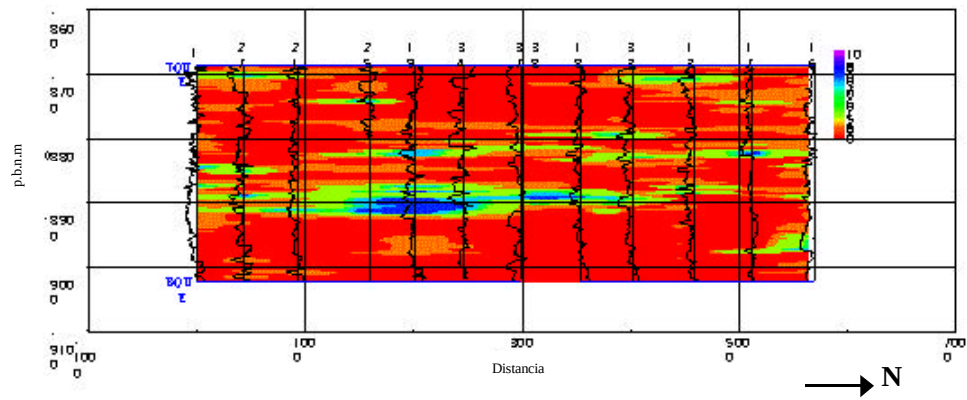


Fig. 8 Corte N-S Sector Oriental de la Estructura Fan Section

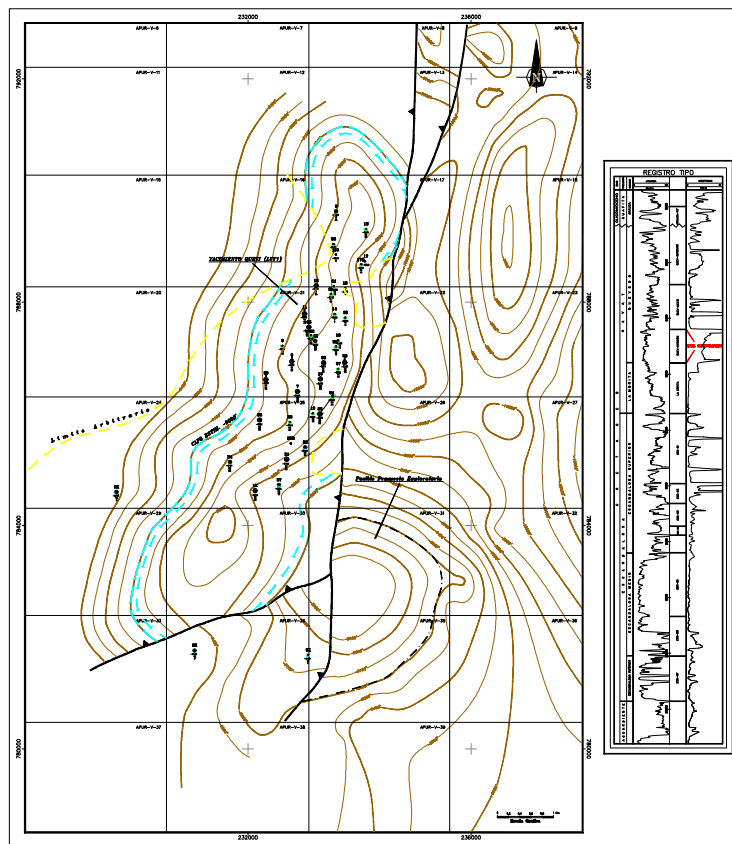


Fig. 9 Mapa estructural. Resultante de la Integración de las Geociencias, al tope de Quevedo inferior

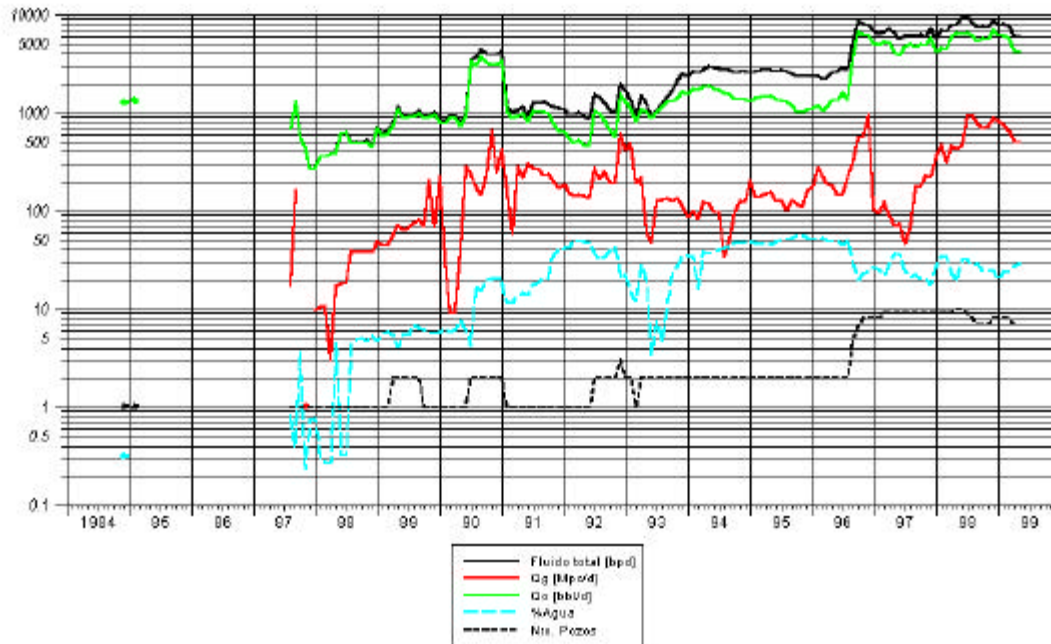


Fig. 10 Historia de la Producción. Quevedo Inferior

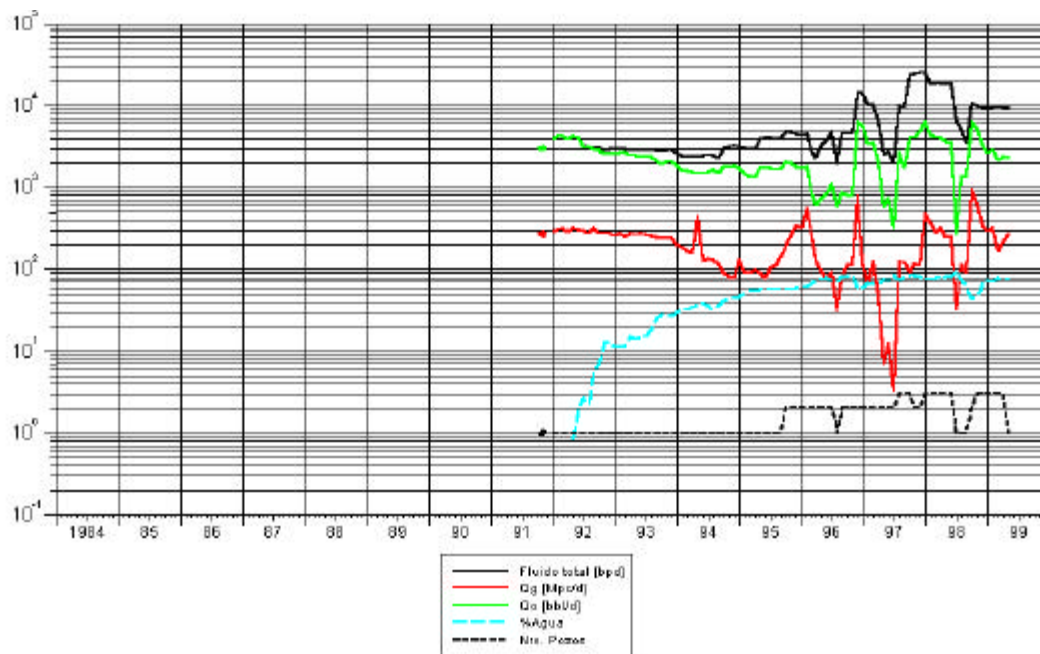


Fig. 11 Historia de la Producción. Escandalosa Inferior

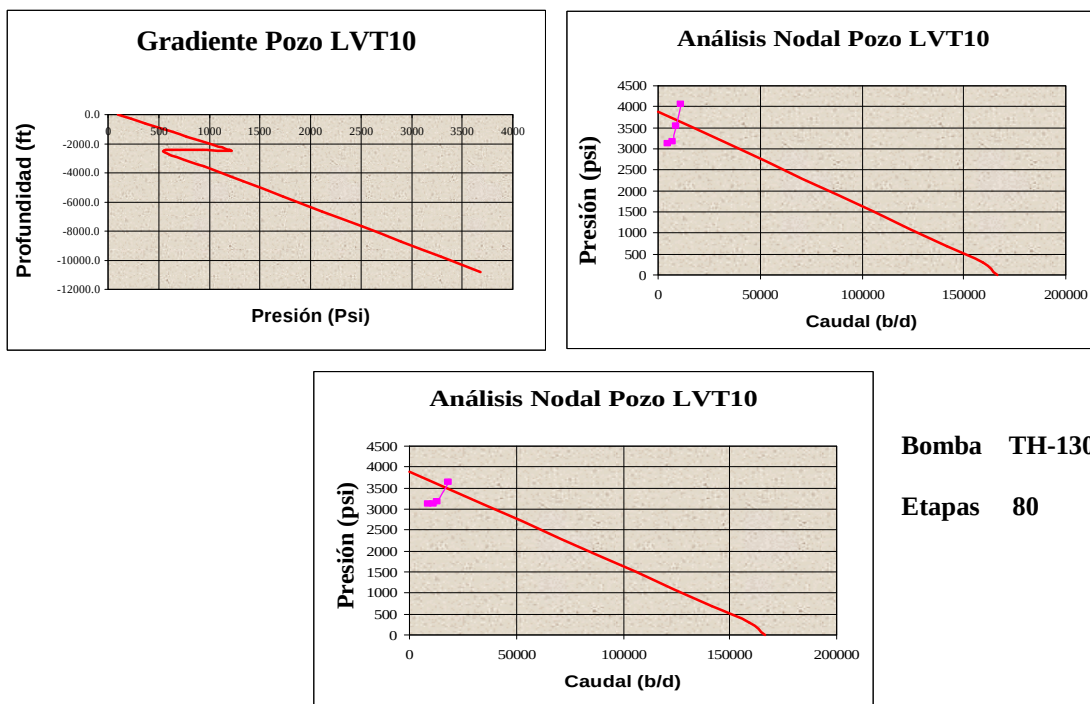


Fig. 12 Gradiente de Presión y Análisis Nodal

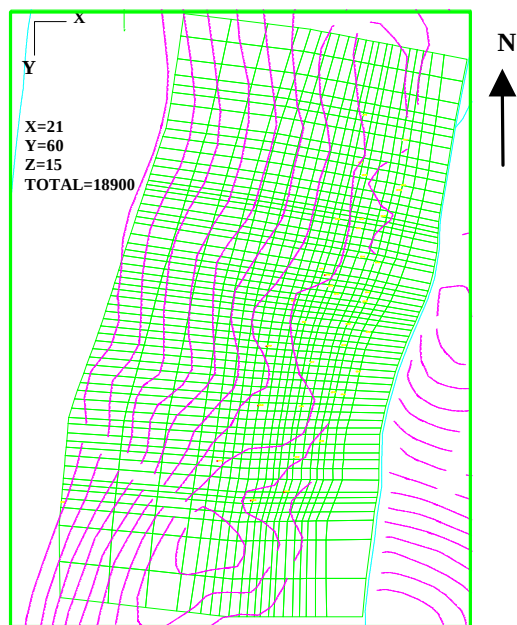


Fig. 13 SND. Malla de Simulación

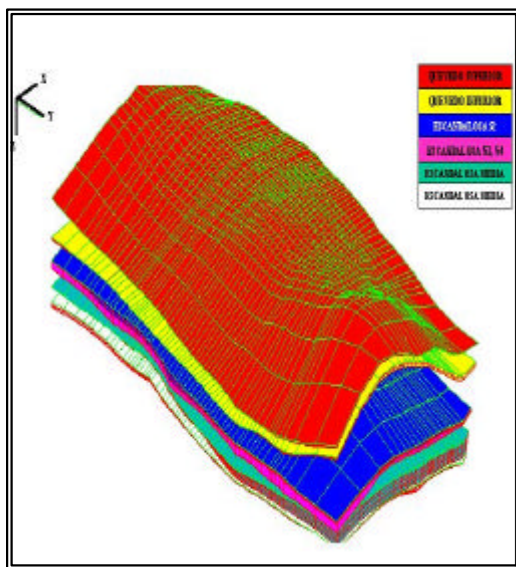


Fig. 14 SND. Vista 3D. Arenas Quevedo y Escandolosa

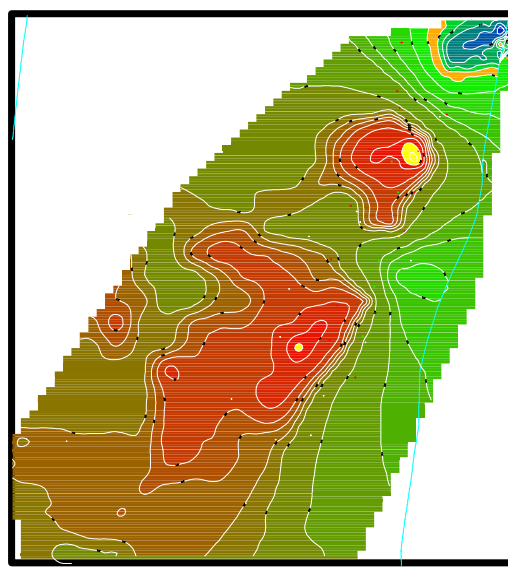


Fig. 15 SND. Mapa de Porosidad Escandolosa Media

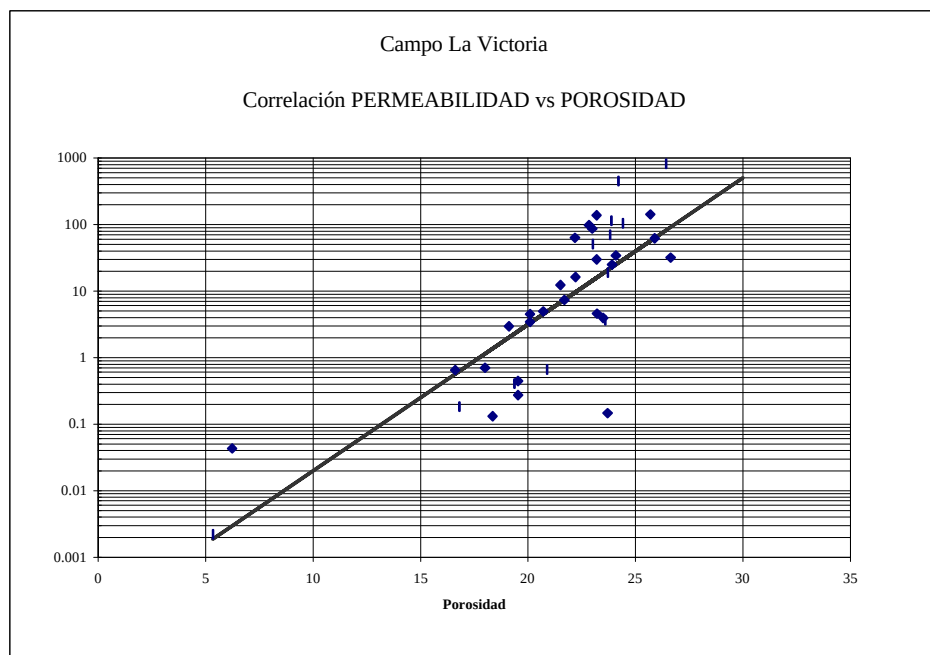


Fig. 16 Correlación Permeabilidad vs. Porosidad

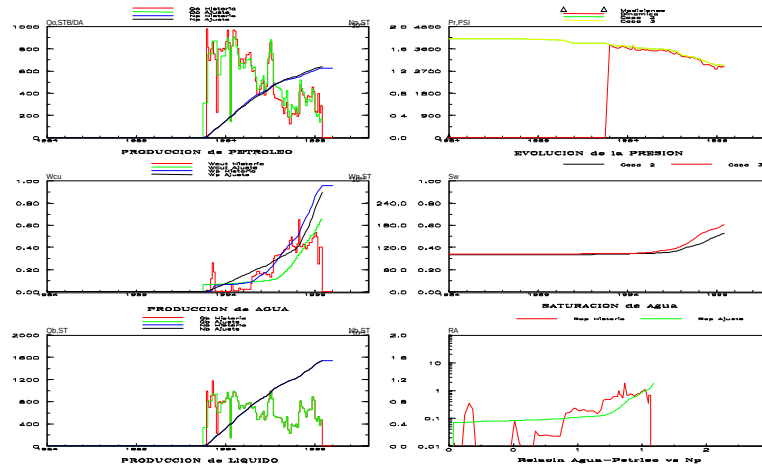


Fig. 17 SND. Ajuste de la Producción a nivel pozo (LVT-21, Quevedo Inferior)

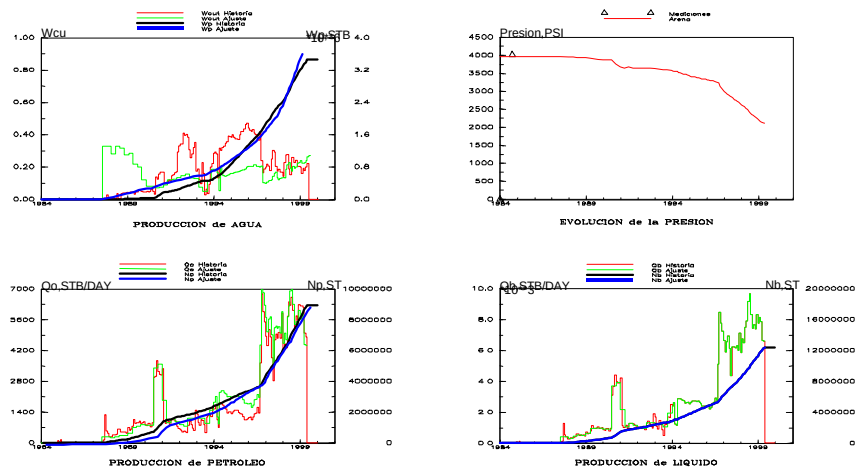


Fig. 18 SND. Ajuste de la Producción a nivel Yacimiento (Quevedo Inferior)

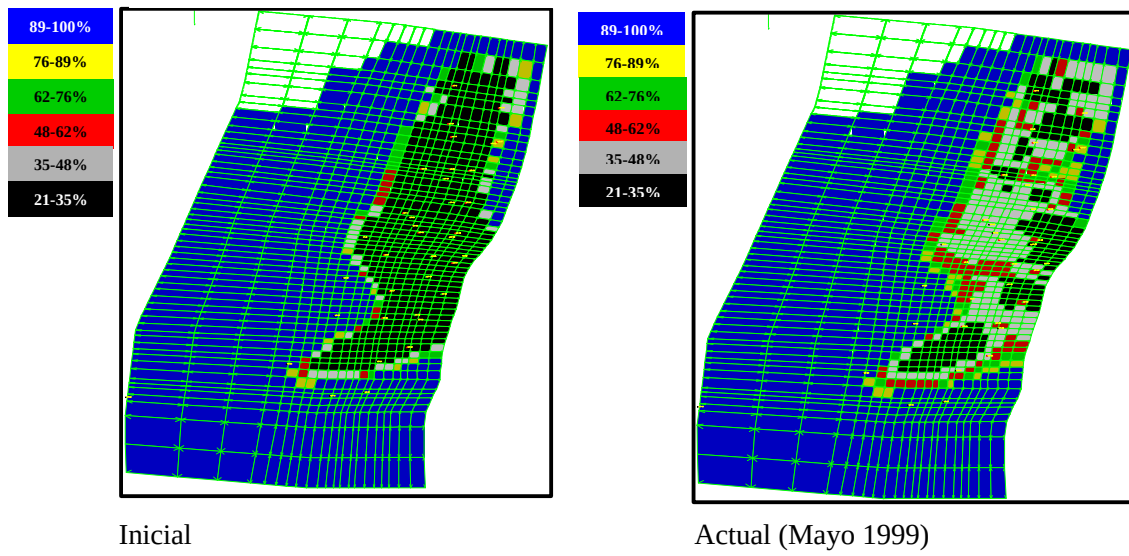


Fig. 19a. SND. Saturación de Agua para el Nivel 6 del Yacimiento Escandalosa Media

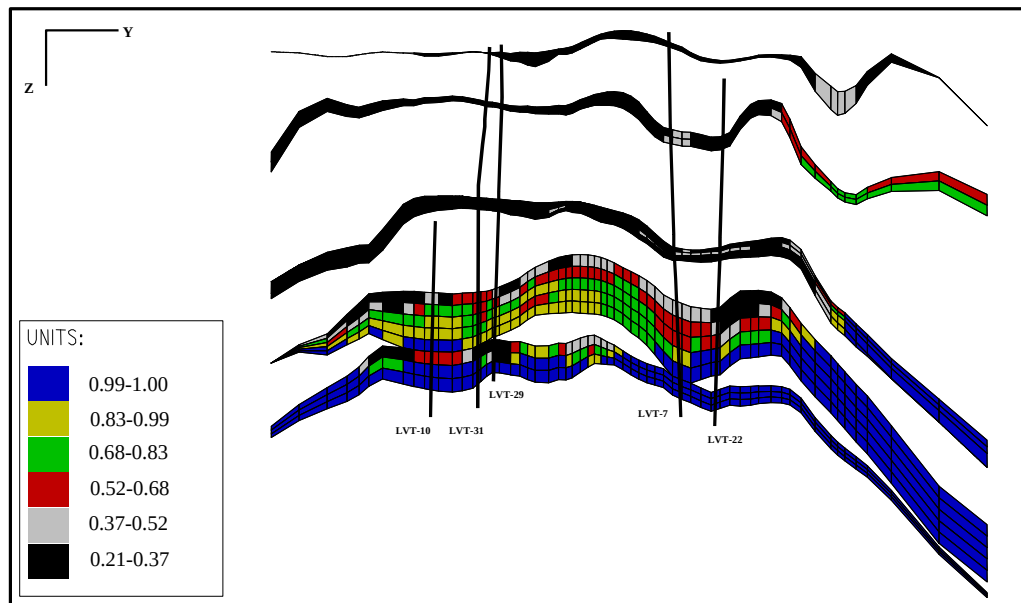


Fig. 20 SND. Saturación de Agua Actual (Mayo 1999). Formación Escandalosa. Corte N-S

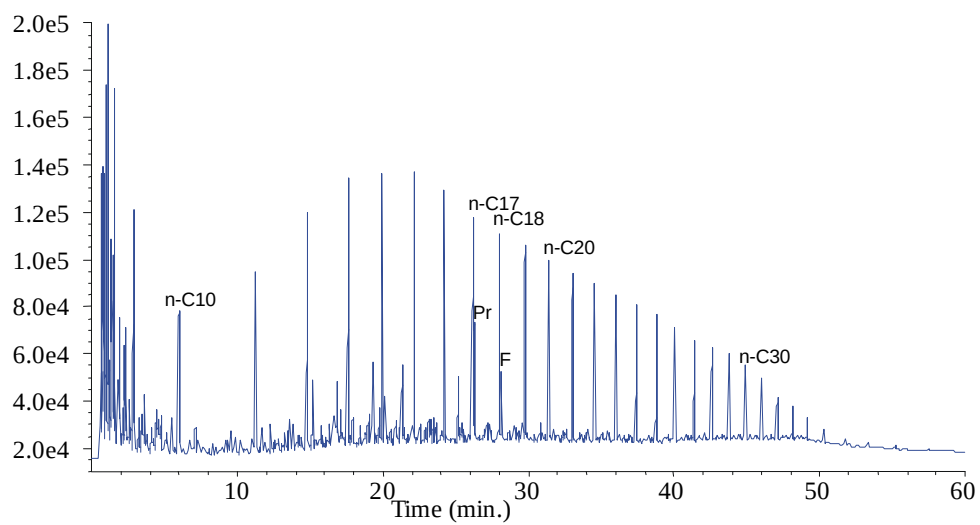


Fig. 21 Cromatograma de alta resolución de uno de los crudos en estudio