

CARACTERIZACION DE RESERVORIOS MADUROS EN EL NOROESTE PERUANO

Expositores : SEFERINO YESQUEN LEON Pérez Companc del Perú
ALDO MONTAGNA Perez Companc de Argentina

Autores :	Aldo Montagna	Pérez Companc de Argentina
	Juan Leyva	Pérez Companc del Perú
	Jesus Ortega	Pérez Companc del Perú
	Julio Rodriguez	Pérez Companc del Perú
	Daniel Palomino	Pérez Companc del Perú
	Seferino Yesquen	Pérez Companc del Perú

RESUMEN

La explotación económica y efectiva de los campos petroleros requiere del conocimiento completo de los reservorios, de la distribución y características de los fluidos que ellos almacenan. Debido a los más de 100 años de explotación de la Cuenca Talara muchos de sus yacimientos son considerados como maduros, sin embargo en muchos de estos yacimientos existen reservorios someros potencialmente productivos que no han sido estudiados y explotados eficientemente.

El hecho de que estas formaciones fueran consideradas como "secundarios" o de poco interés comercial en el momento de la perforación del pozo, hace que en la mayoría de las veces no se cuente con información básica para emprender un proyecto de caracterización típica de reservorios. Es común que este tipo de reservorios tengan información limitada de coronas, perfiles de pozos, propiedades de fluidos, ensayos de presión, etc. y en algunos casos simplemente esta no existe.

Los resultados obtenidos en las reparaciones efectuadas en la **Formación Verdún del Yacimiento Carrizo del Lote X**, operado por **Pérez Companc Del Perú**, puso en evidencia la existencia de un volumen importante de reservas de hidrocarburos en esta formación, encontrándose a su vez fuertes variaciones en cuanto a la homogeneidad y continuidad de los reservorios, motivo por el cual el factor de éxito de las reparaciones fue relativamente bajo. Una vez concluido el estudio se efectuaron 4 reparaciones lográndose un incremento notable en el factor de éxito, así como una reducción sustancial de los costos de las reparaciones.

En este Documento se muestra una metodología de trabajo que permitió la definición de un marco geológico, obtención de parámetros petrofísicos, análisis e integración de información de producción, presiones y fracturamiento con el modelo geológico, para posteriormente definir el volumen de reservas por drenar y los trabajos a ejecutar para mejorar la recuperación de este campo. Así mismo se definieron zonas con reservas probables y posibles.

El estudio se realizó mediante el trabajo en equipo e interdisciplinario, de geólogos, petrofísicos ingenieros de reservorios y de completación Se utilizaron para las distintas etapas del estudio, tecnologías de avanzada (software de correlación geológica, perfiles sintéticos a partir de regresiones, manejadores de base de datos, optimización de análisis de ensayos de presión, etc.). Cabe resaltar lo arduo y tedioso de la primera parte del estudio y que tiene que ver con la recopilación validación, procesamiento y almacenamiento de la información.

La parte estructural y la correlación de las distintas unidades de flujo dentro del reservorio presente fueron realizadas sobre la base de perfiles de pozos y corroborada con datos de producción. Por su parte, para el cálculo de parámetros petrofísicos, uno de los problemas fue la gran variación existente entre los tipos de perfiles adquiridos en distintas épocas y con diferentes tecnologías. A ello se sumó la fuerte heterogeneidad de los reservorios estudiados, expresada en una granulometría que va de conglomerados a areniscas de variado grado de consolidación y la ausencia de información de coronas.

En el proceso de validación de resultados fueron utilizados todos los datos procesados de producción, presiones, análisis de fluidos y algunos perfiles de última tecnología registrados en el yacimiento Laguna, cercano al estudiado y de características similares al yacimiento materia de estudio.

El resultado de esta caracterización ha sido proponer un programa de desarrollo, que comprende la ejecución de reparaciones, perforación de pozos, así como la ejecución de trabajos evaluatorios para

definir reservas probables y posibles, en áreas adyacentes a la estudiada. Cabe remarcar que los resultados de los primeros trabajos ejecutados luego de la caracterización son muy alentadores.

La metodología de estudio empleada puede ser aplicada a todos los yacimientos de la Cuenca Talara, en donde las limitaciones de información no han posibilitado el conocimiento de los reservorios. La metodología propuesta para la caracterización de reservorios maduros, mediante el trabajo en equipo y multidisciplinario e integrando toda la información disponible es una alternativa para el estudio y desarrollo futuro de los yacimientos de la Cuenca.

INTRODUCCION

En el presente trabajo se muestra el proceso de caracterización del reservorio Verdún en el Yacimiento Carrizo ubicado en el Lote X, operado por Pérez Compalc Del Perú en la Cuenca Talara.

Este reservorio localizado en la parte sur del Lote proporciona un claro ejemplo de la complejidad estructural y estratigráfica de las formaciones de la Cuenca, así mismo por el hecho de ser un horizonte somero y no haber sido considerado como objetivo no cuenta con la información suficiente y requerida para desarrollar un proceso típico de caracterización de reservorios.

Sin pretender presentar un estudio completo de caracterización de reservorios, creemos que el presente estudio ha permitido definir un modelo sobre cuya base podemos extrapolar datos de puntos discretos al yacimiento entero, predecir variaciones locales dentro del reservorio y definir la calidad de las diferentes unidades de flujo del Verdún, así como las zonas del yacimiento saturadas con agua, con lo cual se espera disminuir sustancialmente el factor de riesgo asociado a la falta de conocimiento de los yacimientos.

Se presenta una metodología de trabajo que permitió la definición de un marco geológico y de reservorio necesario para proponer programas de desarrollo y de evaluación de reservas probables y posibles. Se resalta el trabajo en equipo de geólogos, petrofísicos, ingenieros de reservorios y de completación así como el uso de herramientas como software especializados en las diferentes partes del estudio, lo cual permitió la integración adecuada y necesaria de toda la información disponible.

El presente informe esta dividido en cuatro secciones principales. En la primera sección se presenta la reseña de descubrimiento y desarrollo de la formación Verdún en el Yacimiento Carrizo. Luego se definen los problemas asociados a todo proyecto asociado a la caracterización de reservorio en el Noroeste Peruano y que no han permitido conocer con certeza las características geológicas y de reservorio. Posteriormente se describen los objetivos planteados para el estudio de caracterización de la Formación Verdún y la metodología de trabajo empleada.

En la segunda sección se presentan los aspectos geológicos del área en estudio, luego se discuten los aspectos involucrados en la caracterización de reservorio, empezando esta con la petrografía, seguidamente se presenta los aspectos de petrofísica, la cual se es detallada con mayor amplitud debido a la importancia en la definición del modelo geológico. La carencia de coronas y perfiles de porosidad en ciertas áreas del yacimiento determinó el uso de correlaciones y métodos alternos para suplir la falta de información.

En la misma se discute el análisis estructural y la correlación de las distintas unidades de flujo dentro del reservorio las cuales fueron realizadas sobre la base de perfiles de pozos y corroborada con datos de producción y presiones.

La tercera sección muestra los aspectos dinámicos, se explica el proceso de distribución de producción entre las diferentes formaciones productoras. Se presentan los valores de las propiedades de fluidos obtenidos de correlaciones. Así mismo se muestra el resultado del análisis de las presiones de reservorio,

En la cuarta sección del informe se describe las principales características del modelo obtenido después de integrar toda la información procesada. Se resume también los cálculos efectuados para obtener el POIS, y las reservas. Se menciona la primera fase del programa de desarrollo planteado. Se resalta la posibilidad de continuar el desarrollo de este reservorio en función de la evaluación de reservas probables y posibles en las áreas norte y sur del yacimiento.

Finalmente se muestran las conclusiones y las contribuciones técnicas a los proyectos de caracterización de reservorios en cuencas maduras como la del noreste en donde la complejidad

estratigráfica y estructural y la falta de información requiere que el estudio de los mismos se efectúe mediante la filosofía del trabajo en equipo integrando toda la información posible.

ANTECEDENTES

El yacimiento CARRIZO esta ubicado al sur del Lote X, pertenece a la Cuenca Talara y tiene una extensión de 15 Km². La Formación VERDUN fue descubierta en este yacimiento con la perforación y puesta producción del pozo A-84, ubicado en la parte central del yacimiento, en Octubre de 1954, habiendo acumulado hasta la fecha 297 Mbls. de petróleo. Posteriormente entre el año 1966 y 1995 se puso en producción 35 pozos con resultados productivos muy variables.

En agosto de 1995 se repara el pozo 6589 ubicado en la parte este del yacimiento, con buenos resultados. En Mayo de 1997 Pérez Companc inicia una campaña de reparaciones, con resultados satisfactorios. Sin embargo debido la falta de un mejor conocimiento del yacimiento las arenas se aperturaron y evaluaron selectivamente, lo cual incrementó el costo de desarrollo de reservas, ejecutándose también trabajos no rentables.

El volumen de reservas contenidas en este reservorio y la heterogeneidad del mismo, evidenciados en las reparaciones, planteo la necesidad de establecer un plan de estudio del Verdún en el Yacimiento Carrizo. Así, un equipo multidisciplinario fue integrado para llevar a cabo un proceso de caracterización de reservorios. El equipo conformado por un geólogo, petrofísico, ingeniero de reservorios y un ingeniero de completación, tuvo el asesoramiento de especialistas en cada etapa del proceso. El estudio se realizó en las oficinas del CENTRO DE TECNOLOGIA APLICADA en la ciudad de Neuquen - Argentina.

DEFINICION DE LOS PROBLEMAS ASOCIADOS A LA CARACTERIZACION DE RESERVORIOS EN EL NOROESTE PERUANO

El Verdún, es un reservorio somero, que en la mayoría de los casos no fue considerado como objetivo y por lo tanto no estaba sujeto a estudio alguno, por lo cual no se adquiría **información** de registros de porosidad, coronas, PVT, etc.

Como en muchos casos en la Cuenca Talara, **los límites de los yacimientos** no han sido claramente definidos por lo que difícilmente se cuenta con cálculos del petróleo originalmente in-situ. Por otro lado la falta de suficiente información de perfiles de porosidad no ha permitido determinar con claridad la **calidad de los reservorios**, por lo que en muchos casos los cálculos del POIS han sido efectuados con valores de porosidad y saturación promedios y muchas veces extrapoladas.

La producción conjunta de varias formaciones por un mismo pozo, no permite un control adecuado de los volúmenes producidos por cada formación. Esto ha contribuido a que difícilmente se puedan conocer los **factores de recuperación de cada formación** y por ende llevar a cabo proyectos de desarrollo de reservas probadas no desarrolladas.

La ausencia de datos de la presión inicial del reservorio y de la historia de la misma, así como la carencia de datos de propiedades de fluidos obtenidos de laboratorio han limitado el uso del **balance da materia** para evaluar el comportamiento productivo.

Tal como se puede deducir La Cuenca Talara ha sido explotada casi en su mayor parte con un sentido mas práctico y basada en proyectos obtenidos de estudios de extrapolación de características. Sin embargo la complejidad de las formaciones, así como la caída de los precios de crudo y la necesidad de explotar mas eficientemente y económicoamente los campos, requiere actualizar el conocimiento de los reservorios, de los fluidos y de la distribución actual de los mismos con miras a mejorar la recuperación final de petróleo.

OBJETIVOS DEL ESTUDIO DE CARACTERIZACION

- Definir un modelo geológico de la formación Verdún del Yacimiento Carrizo. Definiendo con claridad los límites del yacimiento, las unidades de flujo, calidad y continuidad de las mismas.

- Establecer un Plan de desarrollo, definiendo para ello, con la mayor certeza posible, el POIS, la acumulada, las reservas probadas desarrolladas y las no desarrolladas.
- Reducir los costos de las reparaciones y mejorar el factor de éxito.
- Encontrar una metodología de trabajo para reservorios que cuentan con poca información de reservorios (coronas, perfiles de pozos completos, PVT, ensayos de presión, etc.)

METODOLOGIA DE TRABAJO

La filosofía de trabajo planteada para este proyecto es la usada en todos sus proyectos por Pérez Companc y esta sustentada en el trabajo en Equipo de geólogos, geofísicos, petrofísicos, ingenieros de reservorios y de completación.

En la figura No. 1 se muestra un diagrama de la estructura del equipo de trabajo donde se resalta el soporte que cada especialista tuvo durante la realización del mismo. La primera etapa del proyecto fue recolectar organizar y validar toda la información involucrada. Uno de los trabajos más arduos fue la digitalización de los perfiles eléctricos y de porosidad y su ingreso al software para la interpretación respectiva.

Toda la información con la que contaba tuvo que ser revisada y validada, en muchos casos se debió descartar información que había sido considerada como válida. Algunos registros de porosidad a hueco entubado debieron ser descartados así como algunos ensayos de presión.

CARACTERIZACION DEL RESERVORIO

A fin de alcanzar los objetivos mencionados anteriormente, el proceso de caracterización del reservorio Verdún se llevó a cabo mediante el desarrollo de tareas en serie y en algunos casos como tareas paralelas. Todo el proceso estuvo controlado con un cronograma de actividades el cual era revisado periódicamente a fin de llevar a cabo el estudio dentro de plazos razonables y bajo los "standares" de tiempo y recursos de la Empresa

ASPECTOS GEOLÓGICOS GENERALES Y ESTRATIGRAFÍA

El Yacimiento Carrizo, cubre una extensión de aproximadamente 15 Km² y se encuentra ubicado en la parte sur del Lote X (Fig. No 2). La Formación Verdún, de Edad Eoceno Superior, es uno de los reservorios más superficiales del Lote X y se le encuentra con buena productividad en los Yacimientos Carrizo, La Tuna y Laguna. Estratigráficamente, la Formación Verdún se encuentra sobreyaciendo en discordancia paralela al Grupo Talara e infrayace en contacto normal a la Formación Chira (Fig. No 3) y presenta una amplia distribución que abarca todo el Yacimiento Carrizo

La Formación Verdún tiene una profundidad variable que va de 450 pies en la parte central del yacimiento a 2500 pies en el área Sur. El espesor estratigráfico es también variable, y está en el rango de 1450-1100'.

Verticalmente la formación Verdún ha sido dividido en cinco unidades de flujo o estratos (figura No 4), separados por niveles lutíticos. De la base al tope son:

Estrato A, esencialmente conglomerádico con un espesor que se incrementa de 100' en el Sur y Sudeste a aproximadamente 550' al Norte y Noroeste.

Estrato B, constituido principalmente por areniscas de grano grueso y medio en la base y areniscas de grano fino al tope. Tiene un espesor que varía de 50' al Sur y Sudeste incrementándose rápidamente hacia la parte central, Norte y Oeste del yacimiento, donde alcanza 120' aproximadamente.

Estrato C, conformado por intercalaciones de areniscas y estratos delgados de lutita; tiene un espesor que varía de 60 a 150 pies.

Estrato D, conformado por intercalaciones de areniscas y estratos delgados de lutita; siendo su espesor y contenido de areniscas muy variable, tiene un espesor promedio de 100 pies.

Estrato E, formado por delgadas intercalaciones de estratos de arenisca y lutita (2 a 5 pies de grosor) en las zonas Sur y Sudeste; Las mismas que varían de granulometría hacia la parte central y Norte del yacimiento, donde los estratos lutíticos se hacen más escasos y las areniscas se tornan gruesas

llegando inclusive a conglomerados. Presenta un espesor que varía de 50 a 250 pies aproximadamente.

PETROGRAFÍA

Para el análisis petrográfico, se enviaron a analizar muestras de cortes de perforación de dos pozos. La formación Verdún se le clasifica como arenitas lítico-feldespáticas de granulometría muy fina-fina, moderadamente bien a bien seleccionada.

Los clastos están compuestos de cuarzo y en forma subordinada por fragmentos líticos y feldespatos. La matriz es de naturaleza arcillosa. El cemento está representado por calcita y escaso crecimiento secundario de cuarzo y feldespatos, se observa cemento arcilloso en algunas muestras.

La porosidad es baja a moderada, con distribución heterogénea. El tamaño poral predominante corresponde a microporos. Las texturas porales observadas son intragranulares.

El estudio mineralógico por Difracción de Rayos X, sobre roca total, identificó un importante porcentaje de calcita que oscila entre 2 y 26%, con un promedio de 13% de la composición total de las muestras. El porcentaje de arcillas varía entre 2 y 25% con un promedio de 9%. Entre los minerales arcillosos se identifican según la abundancia: esmectita, illita, caolinita y clorita.

PETROFÍSICA

En el yacimiento Carrizo se han perforado un total de 488 pozos, de los cuales sólo 71 cuentan con información de perfiles de porosidad (Densidad o Sonico). No se cuenta con información de coronas.

Las propiedades de la roca reservorio se obtuvieron a partir de los análisis de perfiles. Los parámetros petrofísicos de porosidad y saturación de agua fueron validados con pruebas de producción y ensayos de presión.

POROSIDAD

La porosidad se obtuvo a partir de los perfiles de Densidad. Para el cálculo de porosidad a partir del registro se utilizó el valor 2.65 gr./c. como densidad de matriz, que fue el promedio del resultado de muestras analizadas en laboratorio.

Determinación de la densidad de la matriz

MUESTRA 1 Densidad en gr/cc					MUESTRA 2 Densidad en gr/cc				
	%	%	% NORMALIZADO	DENSIDAD		%	%	% NORMALIZADO	DENSIDAD
Cuarzo	40	40	83.3	2.64	Cuarzo	50	50	58.82	2.64
FK	4	4	8.3	2.52	FK	15	15	17.65	2.52
Calcita	3	3	6.3	2.71	Calcita	20	20	23.53	2.71
Siderita	1	1	2.1	3.89	otros	5			
Illita	27				arcillas	10			
Smectita	21				TOTAL	100	85	100	2.64
Kaolinita	3								
Clorita	1								
TOTAL	100	48	100	2.66					

Las porosidades promedio calculadas teniendo en cuenta los valores de densidad de matriz, para cada unidad son las siguientes:

Arena A:	0.09
Arena B:	0.12
Arena C:	0.16
Arena D:	0.17
Arena E:	0.18

PERMEABILIDAD

La permeabilidad en la formación Verdún se ha obtenido de pruebas de formación, en la tabla siguiente se muestra los resultados promedios de la permeabilidad (mD).

Permeabilidad (mD)		
UNIDAD	ZONA ESTE	ZONA OESTE
A	0.3 - 8.9	0.5 – 10
B	-	5.0 – 20
C	0.1 - 8.1	10 - 20
D	1.6 - 8.1	10 - 20
E	0.5 - 33	5 – 30

Como regla general, la porosidad, el tamaño poral y la permeabilidad dependen fundamentalmente de:

- Tamaño de grano
- Selección
- Cantidad de cemento
- Grado de compactación

Los conglomerados y areniscas de la Formación Verdún presentan un amplio espectro granulométrico y de selección en toda la columna estudiada. Los conglomerados, pobremente seleccionados, presentan variación en tamaño de los clastos (2 a 3 mm). Las areniscas varían en selección de moderadamente bien a bien seleccionadas, y en granulometría desde fina a muy fina (0,10 - 0,15 mm en diámetro) a arena gruesa (0,50 - 0,60 mm.).

De esta observación se desprende que el tamaño de grano y la selección son inversamente proporcionales, siendo las areniscas las que presentan mejor selección.

CÁLCULO DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Resistividad Del Agua De Formación

En el yacimiento Carrizo se cuenta con información de análisis de agua de formación que han sido tomados durante las reparaciones realizadas. Los análisis químicos de los diferentes pozos del área muestran que el agua de formación contiene principalmente cloruro de sodio, El total de sólidos disueltos oscila en 60.600 ppm (equivalente a NaCl). Bajo estas concentraciones, las medidas de resistividad del agua de formación, R_w , a la temperatura del reservorio, @95°F, es de 0.089 ohmm

Exponente De Cementación (M)

Para el cálculo de m se realizaron diagramas de Pickett en capas con comprobada producción de 100% de agua para cada una de las unidades. Asimismo, se utilizó como entrada los diferentes valores de R_w , obtenidos de los análisis de agua. Los valores de m obtenidos para las diferentes unidades son las siguientes:

A:	1.88
B:	1.82
C:	1.85
D:	2.00
E:	1.75

Exponente De Saturacion (N)

En este caso se debió asumir un valor de 2, a fin de realizar las interpretaciones, este dato debe ser corregido cuando se tengan valores provenientes del análisis de coronas.

Programa De Interpretación De Perfiles

En función de los 69 perfiles de Densidad disponibles se utilizo la fórmula de Simandoux modificada para el cálculo de la saturación de agua, atendiendo los siguientes pasos:

Corrección Por Arcillosidad Del Perfil De Densidad

Para efectuar la corrección por arcillosidad se aplico la siguiente fórmula.

$$PHIE_d = \frac{(RHOMa - RHO_b)}{(RHOMa - RHO_f)} - vcl * \frac{(RHOMa - RHO_{clay})}{(RHOMa - RHO_f)}$$

Estos valores de porosidad efectivas son importantes pues nos marcan a lo largo del perfil, en combinación con el volumen de agua, las zonas potenciales con petróleo.

Corrección De La Saturación De Agua Total (Sw) A Efectiva (Swe)

FORMULA: Simandoux modificada

$$Swe = -\frac{1}{PHIE^m} * R_w * vcl * \frac{(1-vcl)}{2 * Rcl} + \sqrt{\left(\frac{1}{PHIE^m} * vcl * r_w * \frac{(1-vcl)}{2 * Rcl}\right)^2 + \frac{1}{PHIE^m} * R_w * \frac{(1-vcl)}{R_t}}$$

Perfiles utilizados: Resistividad, SP, Densidad.

PARÁMETROS DE CORTE (CUT OFF) UTILIZADOS PARA EL CALCULO DEL INDICE DE HIDROCARBUROS

POROSIDAD

Para la determinación del parámetro de corte de la Porosidad se utilizó la técnica de graficar la porosidad versus la Acumulada de la Porosidad. La intersección de las pendientes en la zona de los valores más bajos da el valor del cut-off de porosidad.

VOLUMEN DE ARCILLA

La misma técnica antes mencionada fue utilizada para hallar los valores de cut-off de los volúmenes de arcilla.

SATURACIÓN DE AGUA

El valor del corte de SW se determinó sobre la base a los ensayos independientes realizados para cada unidad que han producido 100% de agua, el valor obtenido fue de SW=70%, dicho corte fue utilizado para el cálculo de del h_φSo comercial.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros de corte para cada propiedad en cada una de las unidades de flujo.

Unidad	Porosidad	Vcl	Sw
A	0.05	0.20	0.7
B	0.05	0.20	0.7
C	0.09	0.30	0.7
D	0.06	0.35	0.7
E	0.07	0.35	0.7

Con estos valores se realizo la interpretación de los 69 pozos que tienen registros de porosidad de Densidad. Como ejemplo se muestra el pozo 9878 (Fig. No 5).

EVALUACIÓN DE POZOS QUE NO TIENEN REGISTROS DE POROSIDAD

Como es sabido en el área de estudio solo se cuenta con 69 pozos con registros de porosidad, los cuales se encuentran en la parte oeste del área. En la parte Este ningún pozo cuenta con registro de porosidad a hueco abierto, sin embargo se tiene registros de porosidad de neutrón compensado a hueco entubado.

A fin de poder realizar la interpretación de los pozos que no tienen registro de porosidad a hueco abierto se eligieron tres pozos (Fig. 6) que tengan registros de porosidad a hueco abierto y a hueco entubado y poder calibrar u obtener una relación entre dichos perfiles, para lo cual se realizo cross plot de la porosidad del neutrón (NPHI) versus porosidad de densidad (DPHI) y encontrar una fórmula a través de una regresión,

Dicha fórmula encontrada es la siguiente:

$$Y = 0.880255 * NPHI - 0.01439473$$

Para poder obtener la curva de porosidad se aplicó esta fórmula a todos los pozos con registro de neutrón compensado a fin de poder realizar la evaluación de cada uno de ellos. Los resultados obtenidos al reemplazar dicha fórmula fueron buenos lo cual se pudo comparar con algunos registros de porosidad a hueco abierto.

MODELO ESTRUCTURAL

El proceso de interpretación estructural fue realizado sobre una extensión de 40 Km², dentro de la cual se perforaron 488 pozos con profundidades finales que van de los 900 a los 12400 pies; correspondiendo 9 pozos a objetivos someros, 411 pozos a objetivos intermedios y 68 pozos a objetivos profundos.

La información sobre la que esta basado el modelo geológico es básicamente la obtenida de registros eléctricos (Electric Log; Induction Log, Dual Laterolog), registros litológicos e informes de Correlación Estratigráfica.

La interpretación geológica usa como principio básico la correlación de electrofacies y topes litológicos obteniéndose el mapa estructural y el mapa de espesor total de la Formación Verdún. En estos mapas iniciales se ubican las zonas con mejor espesor, comparándolas entre sí se define la jerarquía o rango de las secuencias estratigráficas observadas y las columnas más representativas para distintos sectores del yacimiento.

Con la finalidad de definir que factores controlan las fuertes variaciones de espesor y profundidad que afectan la Formación Verdún en distancias muy cortas se prepararon 10 Secciones estructurales regionales (stick sección) cuyas trayectorias están definidas por las tendencias de mejor espesor (4

secciones longitudinales E-O) y mayor variación de espesor - profundidad (6 secciones transversales NO-SE) observada en los mapas.

Las secciones estructurales regionales (**Fig. No 7**) consideran la totalidad de formaciones atravesadas, principalmente en pozos profundos. Esto permitió definir el marco geológico regional dentro del cual la Formación Verdún y las formaciones infrayacentes se encuentran afectados por un fuerte componente tectónico y en menor escala estratigráfico.

Estas secciones han permitido separar el yacimiento en 2 zonas principales: oeste y este, los cuales están muy bien diferenciados por posición estructural, corroborada esta por el tipo de fluidos que almacena (densidad API, salinidad de agua), tipo de roca y presiones de reservorio.

COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL RESERVORIO

PRODUCCIÓN

El comportamiento del reservorio es de tipo de gas en solución iniciándose la producción en general con bajas relaciones gas petróleo. La producción de agua es más importante en los bloques III y IV, sin embargo por el poco soporte de presión observado se cree que el aporte del agua no sea de un acuífero activo.

Debido a que el Verdún en muchos casos ha producido en conjunto con otras formaciones y a fin de obtener el valor de acumulado de los fluidos producidos por el Verdún en cada pozo, se tuvo que generar un proceso de distribución de producción de acuerdo al siguiente esquema:

- Validación de datos de producción de petróleo, agua y gas.
- Identificación de eventos ocurridos durante la historia productiva del pozo (reparaciones, mejoras en extracción de fluidos, etc.).
- Evaluación de comportamientos tipo de las formaciones inferiores.
- Preparación de una base de datos, en el software (OFM).
- Declinación de la producción.

La producción segregada fue validada con los pozos que habían producido exclusivamente del Verdún. Este proceso permitió definir los comportamientos tipo del Verdún en los diferentes bloques.

PRESIÓN DE RESERVORIO

No se han encontrado registros de presión para los pozos en donde se punzó la formación Verdún antes del año de 1997. Para el cálculo de la presión inicial, se estima una gradiente de reservorio en función de la salinidad del agua de, gravedad del crudo y las saturaciones de agua y petróleo.

Para la reconstrucción de la historia de presiones se analizaron 65 pruebas de formación entre convencionales y TST, las cuales fueron efectuadas por Pérez Companc entre los años 1997 y 1998. Despues de La revisión y validación de estas pruebas se descartaron 7.

Los datos de presión fueron corregidos a un nivel de referencia ("datum"). En la zona oeste se trabajo con un nivel de 180mbnm, y en la zona este se trabajo con 244 mbnm.

Los resultados de las presiones promedias por bloque fueron los siguientes

Unidad	ZONA ESTE		ZONA OESTE	
	Presión (Psi)	Presión (kg/cm²)	Presión (Psi)	Presión (kg/cm²)
E	597	42.0	300	21.1
E'	650	45.7	-	-
CD	679	47.8	300	21.1
B			-	-
A	600	42.2	-	-
AB	-	-	340	23.9

FLUIDOS

No se cuenta con datos de PVT obtenidos de laboratorio.

Se utilizaron correlaciones para definir la presión de burbuja, factor volumétrico de formación, compresibilidad y viscosidad del crudo Los datos obtenidos son los siguientes:

	ZONA ESTE	ZONA OESTE
Presión de Burbuja (Psi)	550	340
Densidad de Petróleo (g/cc)	0.815	0.915
API	35-42	19-23
Uo (cPo)	1.12	6.9
Bo (Bls/STB)	1.19	1.24

DEFINICION DEL MODELO, CALCULO DEL POIS, RESERVAS

En función de los trabajos realizados se ha podido caracterizar La Formación Verdún en el yacimiento Carrizo, siendo los aspectos siguientes los más importantes.

Estructuralmente la Formación Verdún, forma en el Yac. Carrizo un anticlinal con rumbo preferencial E-O, el ápice se encuentra afectado por fallamiento normal conjugado y paralelo al rumbo de la estructura, originando el hundimiento de la "cresta" del anticlinal. Existe igualmente un sistema de fallamiento menos intenso, con dirección N-S, que afecta los flancos Oeste y Sudeste.

La ocurrencia de petróleo en el reservorio Verdún, está localizada principalmente en las partes más altas de la estructura, y de manera más restringida en los flancos Este y Sur del mismo. El entrampamiento de hidrocarburos ha sido controlado por el alto buzamiento de los flancos (12°-15°) y por las fallas normales que colapsan el ápice de la estructura.

Verticalmente la formación Verdún fue dividida en cinco unidades de flujo. Siendo las capas superiores las de mejores características. Los cinco reservorios que constituyen la Formación Verdún presentan niveles individuales con alta saturación de agua o contactos agua - petróleo, originando que un estrato pueda producir agua ubicado entre dos estratos productores de petróleo o producir con alto corte de agua en pozos cercanos al contacto agua - petróleo.

Todo lo anterior sugiere un proceso de migración y entrampamiento de hidrocarburos muy posterior a la generación del fallamiento que afecta a la Formación Verdún.

Los límites del yacimiento están dados por fallas principales que tiene rumbo principal este - oeste con buzamiento 50 grados al norte, en la dirección norte sur los límites son establecidos por el sistema conjugado de fallas. Adicionalmente dentro de los bloques encontrados los contactos agua - petróleo definen los límites en el sentido vertical.

En los reservorios de la zona este se encontró presiones originales, con crudos de API mayores de 35, su comportamiento productivo mostró altos caudales iniciales con una fuerte declinación de producción en los primeros meses, el desarrollo real de esta zona empezó en el año de 1997. Los reservorios de la zona oeste tienen menor presión de, la movilidad es mucho menor que la zona este, el petróleo de esta zona tiene una densidad de 23 API, el comportamiento productivo muestra suaves declinaciones, esta área se viene explotando desde el año de 1954.

Dentro de estas zonas se han identificado 20 bloques delimitados por fallas y con contactos de agua bastante definidos los cuales fueron obtenidos de la evaluación petrofísica y corroborados con las pruebas de producción.

CALCULO DEL POIS

El petróleo originalmente in – situ (POIS) fue calculado volumétricamente, tomando como base los mapas de Indice de hidrocarburos ($H_n * \Phi * S_o$) preparados para cada unidad de flujo, los cuales incluían el modelo estructural conceptuado para cada capa, así como los niveles agua – petróleo encontrados (Fig. No 8).

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Fueron calculadas mediante la declinación de la producción de los pozos hasta alcanzar el límite económico. En los casos en donde se contaba con poca historia de producción se utilizaron curvas tipos extrapoladas de pozos con mayor tiempo de vida productiva ubicados en bloques vecinos.

RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS Y PROGRAMA DE DESARROLLO

Se calcularon para cada bloque. En primer lugar se obtuvieron los factores de recuperación teóricos obtenidos de la fórmula del API, empleando para ello los valores de los parámetros promedio para cada bloque – unidad. Obteniéndose de esta manera un volumen de reservas probadas totales en cada bloque.

La diferencia entre las reservas probadas totales y las reservas probadas desarrolladas determinó el volumen de reservas probadas no desarrolladas en cada uno de los bloques. Posteriormente con este valor y con las curvas de producción tipo para cada bloque se determinó el número de reparaciones y de perforaciones que podían ser técnica y económicamente ejecutadas en cada bloque.

Para la ubicación de las locaciones a perforar y para la elección de los pozos a reparar, se usaron en adición a los mapas de índice de hidrocarburos, estructurales, isoacumulados, mapas de isoacumulados a los 6 meses y un año de producción, esto con la finalidad de analizar la productividad y la depletación de los reservorios.

Los pronósticos de producción fueron preparados en función de las curvas de producción tipo para cada bloque, en la preparación de las mismas se tuvo en cuenta los efectos de depletación que se podía encontrar en bloques en actual producción, así mismo el factor de éxito estimado para los futuros trabajos se estima mejore sustancialmente a partir del presente estudio de caracterización.

La primera etapa de desarrollo contempla la puesta en producción del Verdún en 28 pozos y la perforación de 8 pozos. Con el programa de desarrollo propuesto se estima mejorar la recuperación final del campo en aproximadamente 5%.

RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES

Producto del estudio de caracterización se determinó un volumen de reservas probables y posibles en la parte norte y sur del yacimiento del orden de 3.5 millones de barriles, las cuales serán evaluadas mediante la reparación de los pozos existentes en la zona.

CONCLUSIONES

- La integración de toda la información disponible, el uso de correlaciones y procedimientos alternos, así como el trabajo en equipo de geólogos, petrofísicos, ingenieros de reservorios y de completación ha permitido caracterizar la Formación Verdún en el Yacimiento Carrizo.
- El programa de desarrollo propuesto, basado en la caracterización de reservorios, permitirá incrementar el factor de recuperación en aproximadamente 5 %. Adicionalmente se ha estimado un volumen importante de reservas posibles y probables, las cuales serán evaluadas mediante reparaciones de pozos.

CONTRIBUCIONES TECNICAS

La complejidad y la falta de información que existe en los campos petrolíferos de la Cuenca Talara, no deben representar un obstáculo para llevar a cabo estudios de caracterización de reservorios. Lo importante es poder llegar a un grado tal de conocimiento, que permita la elaboración de proyectos de desarrollo de reservas y mejoramiento de la recuperación final en forma económica.

ESTRUCTURA EQUIPO DE TRABAJO

ASESORAMIENTO	LIDER DEL EQUIPO	APOYO
Geologo Senior Especialista	Geólogo Estructural	
Petrofisico Senior Especialista	Geólogo Petrofísico	
Reservorista Senior Especialista en ejecucion de Proyectos	Ing° de Reservorios	
	Ing° de Completación	Dibujante experto en manejo de Software especializado de mapeo

Fig N° 1

UBICACIÓN YACIMIENTO CARRIZO

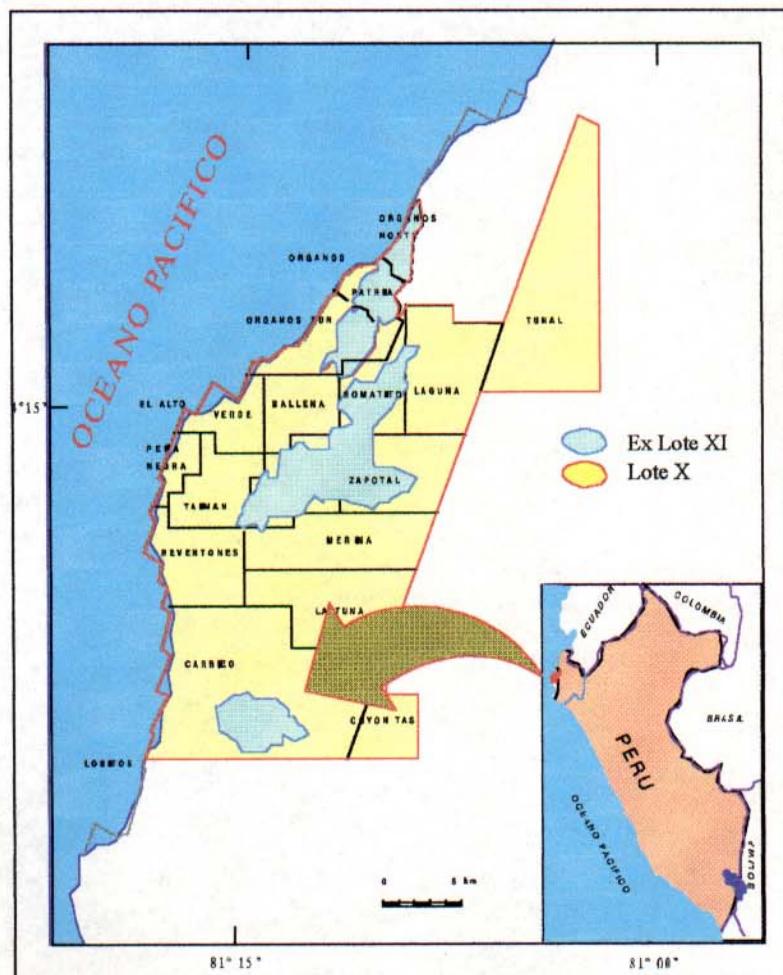


Fig. 2

**COLUMNA ESTRATIGRAFICA
YAC. CARRIZO**

	SERIE	EDAD	GRUPO	FORMACION	CARRIZO
CRETACEO				TABLAZO	TABLAZO
				CARPITAS	
				MIRADOR	MIRADOR
				CHIRA	CHIRA
				VERDUN	VERDUN
				POZO	POZO
				ARENISCAS TALARA	ARENISCAS TALARA
				MONTE	MONTE
				WITAS TALARA	WITAS TALARA
				HELICO	HELICO
				LOBITOS	LOBITOS
				TEREBRATULA	
				ECHINOCYAMUS	
				CLAVEL	CLAVEL
				OSTREA	OSTREA
				MOGOLLON	MOGOLLON
				SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL
				BASAL SALINA	BASAL SALINA
				BALCONES	
				MESA	
				PETACAS	
				ANCHA	
				MONTE GRANDE	MONTE GRANDE
				REDONDO	REDONDO
				TABLONES	
				COPA SOMBRERO	
				MUERTO PANANGA	
				PALAUS	
				CERRO PRIETO	
				CHALECO DE PANO	
				CERRO NEGRO	
PERMICO				AMOTAPE	
PENSILVANIANO				CERRO NEGRO	
MISISIPIANO				CHALECO DE PANO	
DEVONICO				CERRO NEGRO	
				AMOTAPE	

Fig. N° 3

**REGISTRO TIPO FM. VERDUN
POZO 6349**

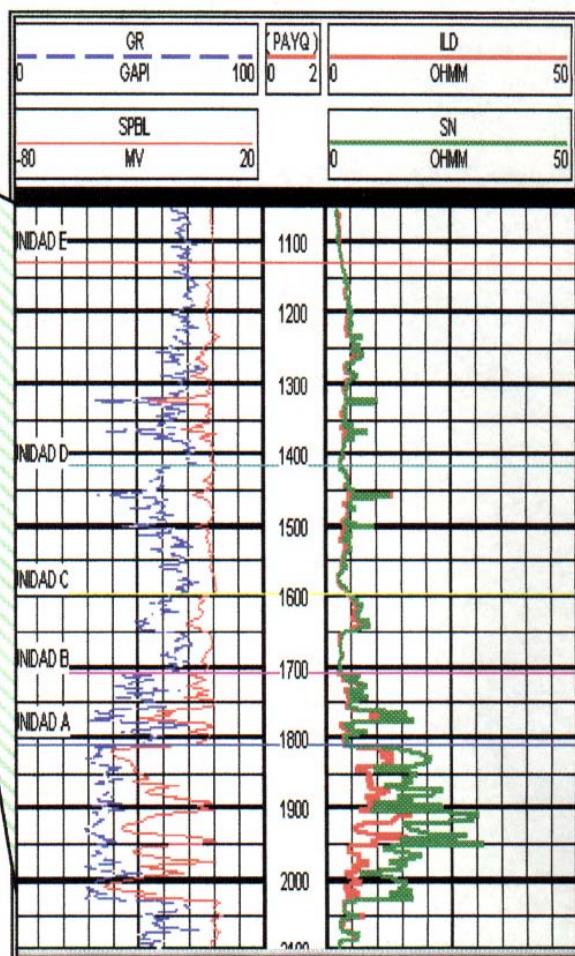


Fig. N°4



Fig. N°5

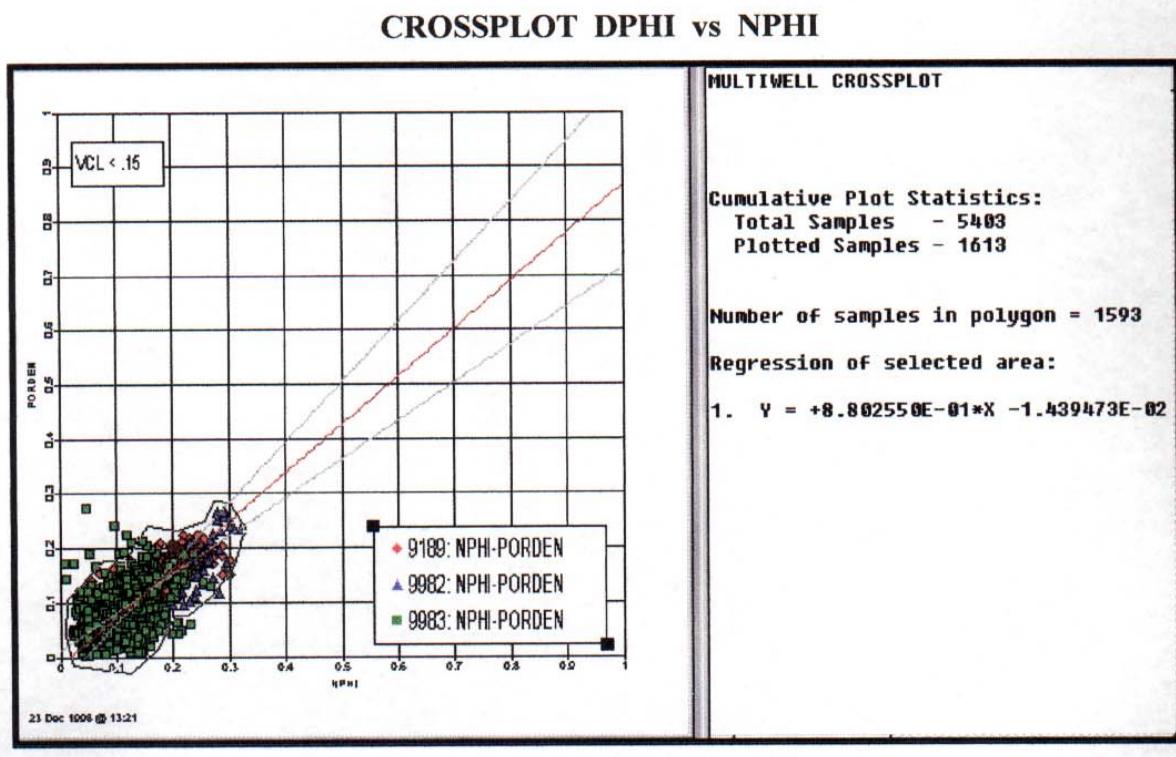


Fig. N°6

SECCION TRANSVERSAL NORTE - SUR

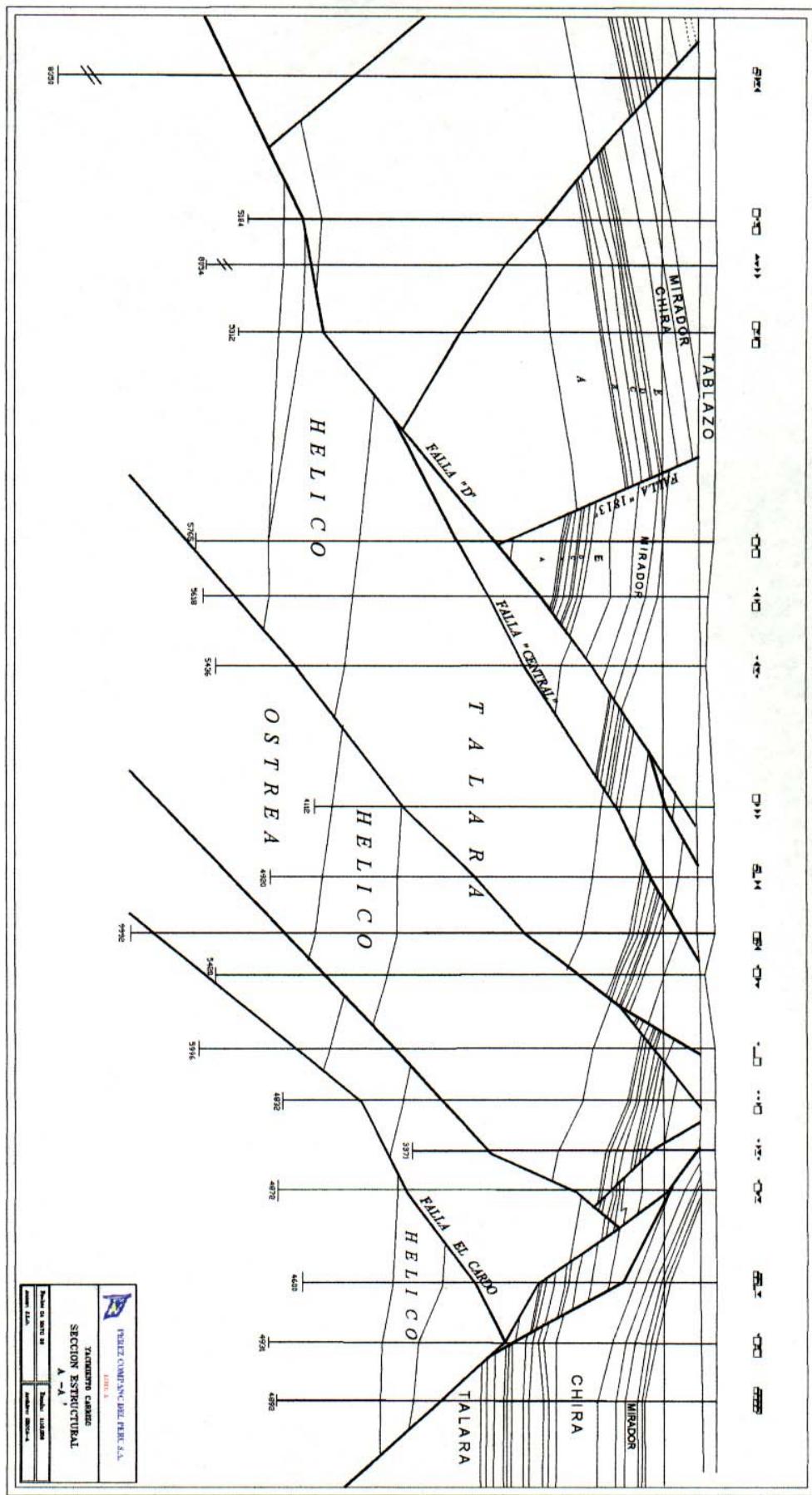


Fig. N° 7

MAPA INDICE DE HIDROCARBUROS MIEMBRO E

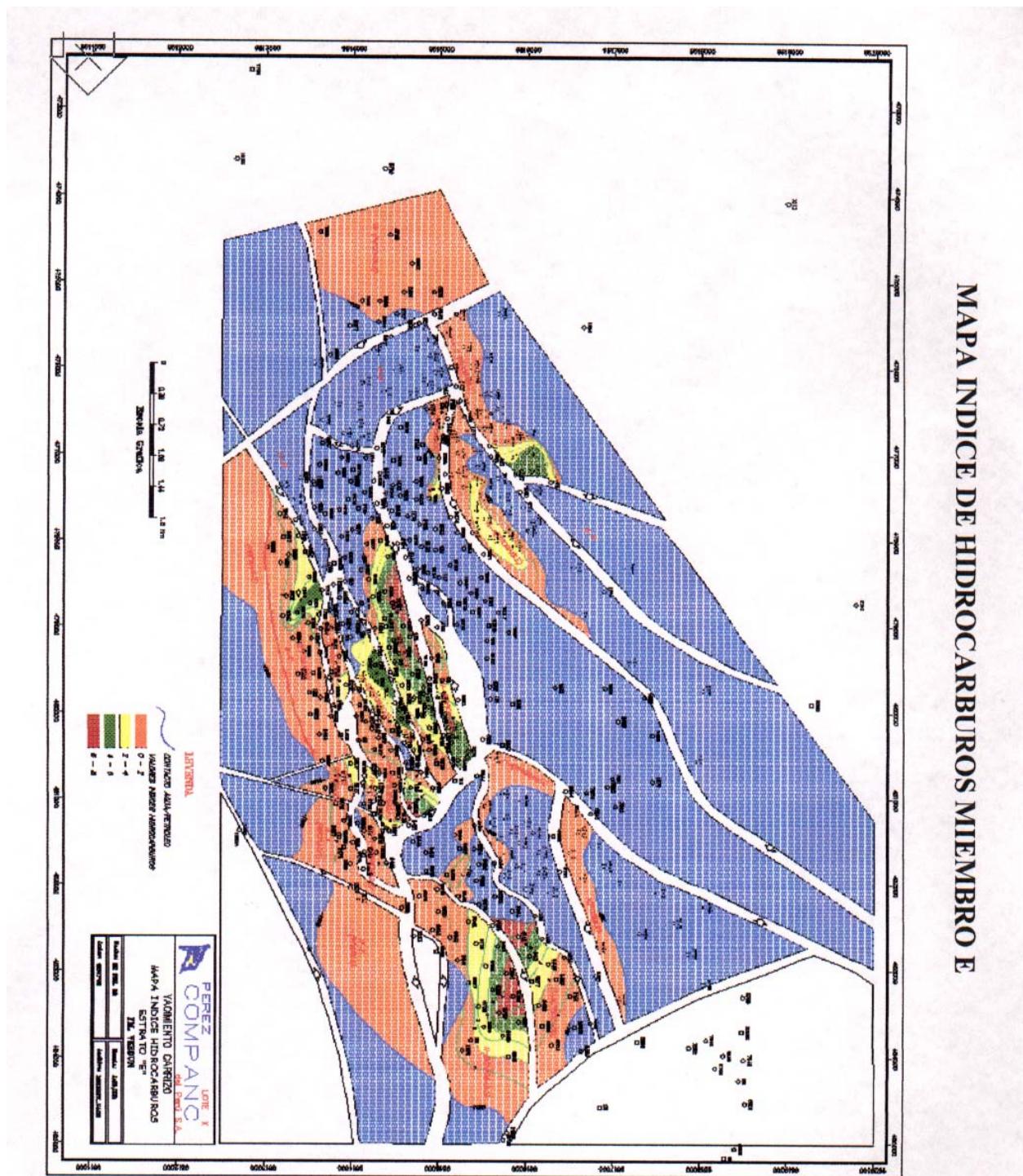


Fig. 8