

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEO



“CAMPO DORISSA – RESERVORIO CHONTA
MODELO DE SIMULACIÓN”

TITULACION POR EXPERIENCIA PROFESIONAL
PARA OPTAR ÉL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETROLEO

PRESENTADO POR:

JAIME GUSTAVO CACERES MASIAS

PROMOCION 1998-0

LIMA – PERÚ

2003

A mis padres, a mi esposa e hijos
a quienes agradezco todo su apoyo y dedicación.

INDICE

1. SUMARIO.
2. CONCLUSIONES.
3. RECOMENDACIONES.
4. DISCUSION.
 - 4.1 HISTORIA DE PRODUCCION.
 - 4.2 DESCRIPCION GEOLOGICA DEL RESERVORIO.
 - 4.3 COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO.
5. RAZONES DE LA SIMULACION.
6. METODOS ALTERNATIVOS.
 - 6.1 CALCULO VOLUMETRICO.
 - 6.2 BALANCE DE MATERIA
 - 6.3 PRUEBA DE CAIDA DE PRESION (DRAWDOWN TEST).
 - 6.4 ANALISIS DE DECLINACION.
7. DESCRIPCION DEL MODELO DE RESERVORIOS.
 - 7.1 ACUIFEROS.
 - 7.2 REGIONES DE EQUILIBRIO.
 - 7.3 PERMEABILIDAD RELATIVA y PRESION CAPILAR.
 - 7.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.
8. SIMULADOR UTILIZADO.
 - 8.1 DIFICULTADES ENCONTRADAS.
 - 8.2 DISCREPANCIAS MODELO: GEOLOGICO vs RESERVORIOS.

9. AJUSTE DE HISTORIA.
10. PREDICCIONES.
11. ACTUALIZACION DEL MODELO.
12. GRADO DE CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS.
13. IMPLEMENTACION DE RESULTADOS.
14. BENEFICIOS TECNICOS y ECONOMICOS.
15. PARTICIPANTES, TIEMPOS y COSTOS.
16. LISTADO DE FIGURAS y TABLAS.
 - a. LOTE 1AB.
 - b. MAPAS.
 - i. MODELO.
 - ii. PROPIEDADES.
 - c. INICIALIZACION.
 - d. HISTORIA DE PRODUCCION.
 - e. AJUSTE DE HISTORIA.
 - f. PREDICCIONES.
 - g. TABLAS – ULTIMA ACTUALIZACION.
 - h. CRONOGRAMA DE TRABAJO.
17. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.
18. FIGURAS Y TABLAS.

DORISSA CHONTA – MODELO DE SIMULACION

1. SUMARIO

El siguiente informe presenta los resultados del modelo de simulación de reservorios preparado durante el año 2001 y actualizado en el año 2002, para el reservorio de crudo liviano Chonta en el campo Dorissa, el cual pertenece a la cuenca Marañón y está situado en la selva norte del Perú (Fig.1). La formación Chonta es una arenisca creada en un ambiente sedimentario marino que data desde el cretácico y que fue desarrollada en un ambiente alternativo complejo de playas y mareas altas.

El objetivo principal de este estudio fue identificar las zonas potenciales con mejores saturaciones de petróleo remanente, capaces de sustentar la perforación de pozos nuevos ó de alguna recompletación en un pozo ya existente.

Se ha encontrado una sola zona atractiva en la parte sur del reservorio (al sur del pozo 13) con capacidad para soportar un pozo nuevo, adicionalmente a esta ubicación, se han probado algunas locaciones adicionales; sin resultados positivos.

Los resultados del modelo están directamente ligados a la mejor interpretación geológica que se pueda obtener con la información actual existente, considerando la marcada heterogeneidad de las facies vista en los cores y más recientemente en el registro de resistividad del pozo Dorissa 1201, lo cual induce a una caracterización geológica mucho más minuciosa, aunque a veces difícil de lograr, debido a la baja densidad de pozos existentes en el campo (Fig.5).

Además como factor adicional en contra, se tiene la segregación por gravedad específica de la producción, en los pozos que están produciendo mezclado de las formaciones: Vivian y Chonta, lo que nos lleva a tener algunas distorsiones a la hora del ajuste de la historia de producción.

Se observó en el pozo Dorissa 1201, una fuerte componente horizontal, con marcadas canalizaciones de flujo debido a diferencias en las permeabilidades horizontales de estos pequeños estratos que forman parte de cada una de las 3 capas principales en que se ha subdividido nuestro modelo. (Fig. 4).

El estimado del OOIP del modelo actualizado es de 22.9 MMBO (caso Upd1202). Como dato adicional el OOIP del modelo anterior que fue de 11.5 MMBO (Norte) y 16.3 MMBO (Sur) 27.8 MMBO en Total, el que tenía una estructura significativamente más grande hacia el flanco oeste del campo (Fig.5).

El incremento del régimen de extracción sería una de las alternativas más simples y económicas para mejorar la producción del campo en vista del elevado costo de perforación de pozos de re-entre ó direccionales.

2. CONCLUSIONES

La mejor alternativa se da con la perforación de un pozo adicional a un espaciamiento al sur del pozo Dorissa 13, obteniéndose en esta zona que es la que muestra la mejor saturación actual de petróleo en el modelo, un incremento de reservas de 0.4 MMBO.

El detalle del pronóstico de producción se encuentra adjunto al final del presente informe en la tabla #2.

También se evaluó una locación al nor-este del pozo Dorissa 13 casi con el mismo incremento de reservas pero con mucho mayor riesgo en vista de encontrarse cerca de la barrera estratigráfica de muy baja permeabilidad la cual está dividiendo el reservorio en dos partes norte y sur, con contactos de agua-petróleo diferentes (10616' y 10645' bnm.) siendo la causa principal de que los pozos 1, 3 y 4 no hayan producido. (Ver mapa con ubicación de posibles locaciones en la Fig 32).

De las tres capas de arena evaluadas, la capa superior ó capa "C", es una capa de arena bastante arcillosa y de poco espesor por lo que no tiene un aporte significativo a la producción. La capa intermedia denominada capa "B" esta presente a todo lo largo del campo y ha sido mayormente drenada.

La capa inferior ó capa de arena "A" todavía se muestra con saturaciones interesantes del orden de 40 % en la parte sur del reservorio, lo que nos está indicando el fuerte predominio del componente de trasmisibilidad horizontal directamente relacionado con la permeabilidad de las pequeñas capas interestratificadas, tal y como se ha visto en el registro del pozo 1201. (Fig.11)

El trabajo de reacondicionamiento programado en el pozo Dorissa 14, consiste básicamente en un incremento del régimen de extracción en un 50 %; lo que generará un incremental de reservas de 70 mbo de crudo liviano.

Las recuperaciones obtenidas en el presente modelo, podrían ser optimistas en vista de la descripción tan general que se tiene en el modelo (3 capas) versus las secuencias de capas inter-estratificadas y de diferentes calidades de roca reservorio (% de arcillosidad, porosidad, permeabilidad, tamaño y ordenamiento de granos, etc) para cada una de estas tres capas.

El factor de recuperación final del campo para el OOIP de 22.9 MMBO es de 40 %, considerando el caso base con la perforación del pozo 1202 y el reacondicionamiento del pozo Dorissa 14 incluidos.

Este valor se encuentra ligeramente elevado en vista de la disminución del OOIP de 27.8 MMBO a 22.9 MMBO, pues si lo estimamos con el OOIP de 27.8 MMBO, el factor de recuperación sería de 32.9 %.

Es muy importante en este punto tener en consideración que el OOIP debe ser más grande que lo que está estimando el modelo, de manera que las recuperaciones de los pozos probablemente se encuentren algo sobredimensionadas, por lo que una vez que tengamos una historia suficientemente representativa en el pozo Dorissa 1202D, además de la re-completación futura del pozo Dorissa 1201 en la formación Chonta; se tendrá que volver a actualizar el modelo, hasta conseguir un óptimo resultado.

3. RECOMENDACIONES

- Las predicciones del modelo actualizado, nos muestran que el pozo Dorissa 1202 seria capaz de drenar la mayor parte de las reservas de esta zona sur del reservorio por lo que perforar un pozo nuevo ó recompletar alguna ubicación existente, nos generaría un incremento de reservas no mayor de 270 MBO de petróleo.

- Realizar un estudio de caracterización más refinado creando capas de menor espesor, para tratar de obtener un mejor reflejo del comportamiento del flujo de los fluidos a través de estratos pequeños con marcada diferencia de permeabilidades horizontales.

- Se puede hacer uso de la geo estadística para la distribución más refinada de los parámetros de reservorio como son: Porosidad, Permeabilidad y % de Arena Neta, que son necesarios para la creación del modelo geológico 3D con un mayor número de capas.

- La parte norte del reservorio se encuentra bastante drenada por lo que la perforación de algún pozo de reemplazo del Dorissa 12 aunque sea en el tope de la estructura llevaría un alto riesgo.

- La aceleración de la producción, solo seria conveniente para el pozo Dorissa 14 que cuenta con mayor saturación de petróleo que el pozo Dorissa 16; el cual se halla en una zona más drenada y cerca del pozo Dorissa 17, venido en alto corte de agua por encontrarse demasiado flanqueado en la margen este del reservorio.

4. DISCUSION

4.1 Historia del Yacimiento

Este campo fue descubierto a principios de 1979, con la perforación del pozo Dorissa 1, el cual fue completado en la formación Vivian (35° API) debido a que Chonta fue encontrado con una baja calidad de roca reservorio en vista de que se situó en medio de una barrera estratigráfica de baja permeabilidad la cual atraviesa el campo de este a oeste y que nos esta definiendo prácticamente dos contactos de agua-petróleo.

El reservorio Chonta fue puesto en producción luego de la completación del pozo Dorissa 2 durante el mes de febrero de 1980 el cual arrancó con una producción inicial por encima de los 5000 BPD de petróleo y con un corte de agua menor a 5 %.

Luego de las sucesivas completaciones con sistema de gas lift de los pozos 3 y 4 en la formación Vivian y debido al bajo potencial probado en la formación Chonta por encontrarse en una zona de baja calidad de roca reservorio; se sucedieron las completaciones de los pozos Dorissa 5 y Dorissa 7 en Chonta, durante los meses de setiembre y noviembre de 1981; con lo que se define el patrón de extracción inicial en esta parte norte del reservorio. (Fig.22)

Posteriormente vendrá la completación del pozo Dorissa 12 el cual produjo de la formación Chonta, con un sistema de gas lift; entre setiembre de 1984 y noviembre de 1985 en que fue cerrado temporalmente debido a problemas mecánicos. (herramientas de wireline como pescado en la tubería de producción). Luego de sucesivos trabajos de reacondicionamiento este pozo fue recompletado para producir de la formación Vivian con un sistema de bombeo electro sumergible.

Se realizó una reinterpretación de la sísmica la cual sustentó la perforación del pozo Dorissa 13 (en la parte sur del campo) exitosamente completado en la formación Vivian con una unidad de bombeo electro sumergible, ampliándose la estructura hacia la parte sur del campo y justificando la perforación sucesiva de los pozos 14, 16 y 17; los cuales fueron exitosamente completados para producir mezclados de la formación Vivian y Chonta con unidades de bombeo electro sumergible, debido a su bajo índice de productividad en Chonta y a las necesidades de diseño de la unidad BES.

Fue recién en enero de 1997 en que se completó el pozo Dorissa 18 únicamente en la formación Chonta, este pozo ubicado en la parte sur del campo encontró a la capa A muy bien desarrollada, limpia y con muy buena saturación de petróleo. Su índice de productividad inicial fue de 2.5 BPD/psi, y pudo producir inicialmente en estado fluyente y mas luego con una unidad de bombeo electro sumergible. Para esta fecha, el sistema de gas lift ya había sido desmontado totalmente de la batería de producción de Dorissa.

Este pozo produjo hasta finales de 1997, año en que se recompletó en la formación Vivian, debido a que empezó a manifestar problemas de producción elevada de agua y formación de incrustaciones en la unidad de producción de subsuelo.

El pozo Dorissa 20H, fue deliberadamente perforado en modo horizontal para producir de la parte superior de la formación Vivian y se encuentra actualmente produciendo.

Finalmente se perforaron los pozos Dorissa 1201 completado en la arena Basal Chonta, la cual encontró con presión original (4975 psi) y posteriormente luego de procesar la sísmica e interpretar toda la información obtenida en el 1201(Fig.6), se perforó el Dorissa 1202D, el cual fue exitosamente completado en la formación Chonta con una bomba electro sumergible y esta produciendo actualmente con un corte de agua por encima del 90 %; después de haber acumulado casi 250 Mbo de petróleo.

4.2 Descripción Geológica del Reservorio

El reservorio Chonta en el campo de Dorissa, es una estructura de forma lobular, ligeramente alargada, con orientación NO-SE y de relieve relativamente bajo; con dos pequeñas crestas una en la parte norte y otra en la parte sur del campo.

Tiene una extensión de 5 km de largo, por 2 a 3 km de ancho y su flanco Este es mucho más empinado que su flanco Oeste. (Fig.5).

De la interpretación de los cores de los pozos 5, 6, 10 y 17 que las arenas de Chonta se formaron en la deposición de un ambiente complejo de playas y mareas altas, lo que dio origen a una estratificación cruzada y laminar, con algunas secuencias arcillosas, generando grandes variaciones en su porosidad (10-15 %) así como en su permeabilidad (5 - 400 md).

La formación Chonta ha sido subdividida en tres capas de arena de tope a fondo: "C", "B" y "A", con dos capas de lutitas impermeables denominadas "X" e "Y" que se encuentran intercaladas, con espesores entre 0' y 5' entre arena y arena; por lo que en algunas zonas del campo podemos encontrar que existe comunicación vertical arena con arena.

La capa "C" en el tope es bastante arcillosa y discontinua por lo que no tiene un aporte significativo en la producción del campo. La capa intermedia denominada capa "B" se encuentra presente a lo largo de todo el reservorio, teniendo entre 5' y 23' de espesor en el norte versus 5' a 15' en el sur.

La capa inferior ó capa "A" se encuentra mayormente presente en la parte sur del campo y es de mejor calidad que la capa "B". (Fig.9).

El mapa estructural de tope en la arena "C" fue preparado manteniendo la misma interpretación del modelo geológico de setiembre de 1997, junto con los mapas de espesores de las cinco capas con las que se logró construir el modelo 3D.

Los mapas de propiedades de arena neta, porosidad, permeabilidad han sido preparados a partir de la integración de la información obtenida de los 20 pozos existentes en el campo.

Cerca de la parte central del campo, la formación Chonta se degrada con intervalos más grandes de capas arcillosas y lutáceas, creando una barrera estratigráfica de muy baja permeabilidad y subdividiendo el campo en dos partes: una norte y otra sur, con contactos agua-petróleo diferentes, los cuales fueron determinados por perfiles en los pozos encontrados de flanco (Dorissa 8, Dorissa 9 y Dorissa 10).

Esta barrera estratigráfica se ve más claramente en la capa "A" y tiene un rumbo casi Nor Este - Sur Oeste (Fig.8).

Es muy probable que puedan existir más de dos contactos agua-petróleo en el reservorio, ocasionados por las tremendas heterogeneidades y discontinuidades en las capas de arena que conforman el reservorio Chonta. El modelo asume la existencia de estos contactos.

4.3 Comportamiento Productivo

La presión inicial fue de 4983 psig y actualmente después de haber producido 7.6 MMBO de petróleo y 11.7 MMBW de agua, se estima que esta alrededor de 4200 psi obtenida en el RFT tomado en el pozo 1201 en abril del presente año. De la producción de petróleo, prácticamente el 50 % corresponde a la parte norte y el otro 50% a la parte sur.

Se asume que el reservorio Chonta tiene un buen soporte de presión en vista de que solamente hemos tenido una disminución de 800 psi para los mas de 20 MM de bls de fluido (petróleo y agua) extraídos durante estos casi 24 años de su vida productiva, y con sucesivas manifestaciones de comunicación tanto vertical como horizontal con acuíferos de fondo y de flanco respectivamente.

En el campo de Dorissa se han perforado un total de 21 pozos hasta la fecha, de los cuales solo uno es horizontal pero en la formación Vivian (Dorissa 20h). Solamente 8 pozos han sido productores en la formación Chonta de los cuales 3 se encuentran actualmente produciendo pero mezclados con la producción de la formación Vivian y con unidades de BEC (2 pozos en la parte sur Dorissa 14 y 16 y 1 pozo en la parte norte Dorissa 15).

La segregación de la producción de petróleo, así como la de agua, se realiza por métodos aritméticos a partir de los patrones originales de API y salinidades de los fluidos de las formaciones Vivian y Chonta. (Tabla 2).

Los acumulados de los pozos están en el orden de los 700 Mbo, siendo este un buen promedio entre buenos y malos productores. El pozo con mejor acumulado de producción es el Dorissa 2 (2.085 MMBO), el cual se encuentra en el ápice de la parte norte del campo. (Fig.25).

5. RAZONES DE LA SIMULACION

El reservorio de Chonta en Dorissa fue simulado por primera vez en el año de 1996 con el software Eclipse, con la intención de llegar a tener una idea mucho más clara del comportamiento de la dinámica del movimiento de los fluidos en el reservorio.

A lo largo de la vida productiva del campo se ha presentado súbitos incrementos en la producción de agua de algunos pozos con el consecuente acarreo de problemas por formación de incrustaciones calcáreas y daño en el anima de la bomba del pozo debido a significativas caídas de presión con consecuente liberación de altos volúmenes de gas y formación inmediata de asfaltenos en el fondo del pozo.

Hubo la necesidad de crear varias pseudo regiones particulares de roca para poder llegar a obtener un ajuste aceptable de la historia de producción, lo que nos da un indicio claro de la poca homogeneidad del reservorio, a diferencia de la formación Vivian en este mismo campo.

Una reinterpretación sísmica realizada con un nuevo gradiente de velocidades hizo crecer aun mas hacia el oeste esta estructura, por lo que la posibilidad de encontrar con éxito alguna locación adicional a solo un espaciamiento del pozo 18, siempre estuvo latente.

La permanente necesidad de crudo liviano para balancear y extraer la mayor cantidad de reservas de crudo pesado en esta área de explotación son un motivo primordial para realizar constantemente estudios que puedan sustentar y concluir con éxito el descubrimiento de reservas adicionales de crudo liviano.

La re-actualización del modelo de hace 5 años ha sido realizada con el software Workbench, con el soporte de una caracterización del yacimiento y con el apoyo de una reinterpretación sísmica que sirvió para confeccionar los mapas de anomalías sísmicas.

6. METODOS ALTERNATIVOS

6.1 Cálculo Volumétrico

A raíz de la nueva interpretación sísmica con la ayuda de la herramienta de generación de mapas de anomalías sísmicas la cual generó un nuevo mapa de espesores que ha disminuido sustancialmente el OOIP en la parte norte y este del campo y ha aumentado ligeramente en la parte suroeste del campo (incremento de espesores): se realizó un estimado volumétrico, el cual fue de 22.9 MMBO de petróleo in-situ y que va de acuerdo con el estimado de 24 MMBO que se tiene en el modelo de simulación.

Es de esperarse, que si los mapas de espesores y de propiedades tales como arena neta, porosidad y saturación inicial de agua han sido correctamente definidos en el modelo de simulación, los estimados para el OOIP deben estar también bastante aproximados. (Figs.13, 14 y 16).

Lo que es más difícil de determinar es, cual seria el “Factor de Recuperación” para este campo; debido a los problemas de definición del modelo geológico y de fluidos que se tienen y que han sido comentados en párrafos anteriores.

Como comentario adicional el promedio de recuperación en esta área de explotación de la selva norte del Perú, para el reservorio de Chonta se encuentra entre 24 % y 38 %, y este campo ha incrementado su factor de recobro a casi 40 %, debido a la ultima disminución de su OOIP desde 27.8 MMBO hasta 22.9 MMBO por lo que se concluye de que debemos estar algo pesimistas en nuestros estimados actuales.

6.2 Balance de Materia

Es un método bastante simple y práctico para poder conseguir un aproximado del volumen de OOIP de un yacimiento en explotación, pero para llevarlo a cabo de la manera más exacta, se requiere básicamente.

- 1) Una historia de presión a lo largo de toda la vida productiva del campo.
- 2) Una historia de producción que sea totalmente confiable.

Lamentablemente para el reservorio Chonta en Dorissa, se adolece bastante de la información arriba mencionada.

La historia de presiones es bastante pobre a partir de la necesidad de implementar sistemas de bombeo electro centrífugo en todo el campo a raíz del incremento en las producciones de agua debido a que es un yacimiento con soporte de presión por empuje de agua y que por este motivo la producción de Chonta, se tuvo casi siempre que asociar con la producción del reservorio Vivian.

Los actuales caudales de producción de alrededor de 200 BOPD, tampoco soportan económicamente la idea de realizar algún DST solamente para estimar la presión de reservorio, por lo que estimamos esta presión a partir de niveles de fluido estáticos que se toman cuando se tienen paradas prolongadas de alguna bomba.

Se tiene actualmente como único pozo productor solo de la formación Chonta al Dorissa 1202D, el resto producen mezclados con Vivian por lo que la información no sería sustancialmente significativa.

Por otro lado la segregación de la producción es ejecutada de una manera aritmética a partir de los patrones de API y salinidad para cada yacimiento lo que nos conlleva a tener cierto margen de incertidumbre en la misma. Correr registros de producción periódicamente para tener un valor más exacto de esta segregación, resulta anti-económico en estos campos considerados ya casi marginales.

Como se podrá notar claramente un Balance de Materia es un método no recomendable en este yacimiento, pues por uno u otro motivo expuesto líneas arriba, nos podría inducir a obtener un falso estimado del OOIP.

6.3 Drawdown Test (Prueba de Caída de Presión)

Se llegó a realizar una prueba extensa de caída de presión o “drawdown” en el pozo Dorissa 16 Chonta, durante las primeras 3 semanas de vida productiva fluyendo el pozo en superficie, la cual si fue bastante importante para conseguir un volumen de mas de 8 MMBO de petróleo conectados al pozo y que apoyó la necesidad de continuar con el desarrollo en esta parte del campo (sur y sureste).

También es importante anotar en este momento de que este campo tiene casi 24 años de explotación y cada vez se hace más difícil encontrar pozos que puedan mantener flujo hasta superficie por un tiempo suficientemente prolongado para llevar a cabo este tipo pruebas de presión.

Pero volvemos a hacer hincapié en que siempre necesitaremos tener el mejor valor de % recuperable para conocer el volumen de petróleo que vamos a poder producir, de lo contrario nada podemos hacer si conocemos solamente el valor del OOIP.

Como dato fuera del presente estudio también se realizó una prueba de caída de presión en el pozo Dorissa 1201 en la formación basal Chonta, estimándose un volumen conectado de 5 MMBO, el cual con una analogía en el factor de recuperación en la misma arena de un campo de crudo liviano vecino; llevó al estimado de recuperación actual en este pozo, utilizando el método de análisis de la declinación de la producción con una historia productiva de casi 2 años.

6.4 Análisis del Comportamiento Productivo

El análisis del comportamiento productivo de los pozos es un método regularmente utilizado en estos campos bajo explotación, en vista de la considerable historia de producción que se tiene y de la periódica necesidad de la evaluación de reservas que se realiza cada 6 meses.

Existen marcados patrones de comportamiento de acuerdo al origen de cada yacimiento en el caso de reservorios con mantenimiento de presión por empuje de agua y si estos se clasifican en campos de crudo liviano (32° a 40° API), crudo mediano (18° a 24° API) ó crudo pesado (10° a 12° API).

El reservorio de Chonta en Dorissa, muestra un patrón definido de declinación propio de los campos de crudo liviano, con fuerte tendencia a mantener patrones bajos de producción de agua hasta que venga súbitamente el frente del mismo y la declinación del pozo se haga brusca hacia abajo y llegue hasta los valores de su límite económico.

7. DESCRIPCION DEL MODELO DE RESERVORIOS

El modelo tridimensional consiste en un arreglo rectangular de 36 por 70 filas y 5 capas. La capa superior corresponde a la arena Chonta "C", la capa de arena intermedia es la Chonta "B" y la capa de arena del fondo es la Chonta "A" estas capas de arena se encuentran intercaladas por dos capas de lutitas denominadas "X" e "Y", y que tienen espesor cero en algunas partes del campo. (Fig.10).

Tal como se ha mencionado se asume una barrera de transmisibilidad vertical cero entre arena y arena a manera de simplificación del efecto de la desaparición de los espesores de las lutitas X e Y en algunas áreas del campo.

En la dirección X e Y, se ha aplicado un multiplicador cero a la transmisibilidad horizontal en la parte central del campo, para reflejar el efecto de la barrera estratigráfica, que esta separando dos regiones de equilibrio con diferentes contactos.

7.1 ACUIFEROS

Se han definido seis acuíferos de tipo Carter-Tracy, todos correspondientes a empujes de flanco, 3 de ellos están definidos alrededor de la parte norte y los otros 3 para la parte sur del campo.

No se tiene un acuífero que asemeje un empuje de fondo en vista de que el contacto se encuentra muy por debajo de la arena Chonta "A" y existe una capa de arcilla casi impermeable denominada capa "Z" en la base del reservorio.

7.2 REGIONES DE EQUILIBRIO

Se han definido 4 regiones de saturación para simular las diferentes variaciones de la saturación de agua connata ajustados a la permeabilidad de la roca, para cada una de las capas de arena. (Figs.18 y 19).

También están definidas dos regiones de equilibrio con los contactos agua-petróleo uno a 10616' para la parte norte y otro a 10645' para la parte sur del campo.

7.3 PERMEABILIDAD RELATIVA Y PRESION CAPILAR

A partir de información obtenida del análisis de 40 cores de Chonta del Lote 1AB se ha definido 4 tipos de roca de acuerdo a su rango de permeabilidad; baja (1-10 md), moderada (10-50 md) media (50 –170 md) y alta (>170 md).

De análisis especiales de núcleos se ha definido los puntos finales (S_{wc} , S_{or} , etc) para las curvas de permeabilidad relativa.

La forma de las curvas (desnormalización) se obtuvo de análisis especiales de las coronas de los pozos Dorissa 6 y Dorissa 10.

Las curvas de presión capilar fueron derivadas del análisis especial de cores del Lote 1AB para la corona del pozo Dorissa 10.

7.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

La información de PVT, fue obtenida de un estudio existente para esta formación de una muestra tomada en el pozo Dorissa 2, al igual que en el modelo de simulación anterior.

El petróleo de Chonta es un crudo bajo saturado entre 39° y 40° API. Su viscosidad inicial es de 0.41 cp. a 274° F y a una presión inicial de 4983 psi. a 10640 pies bnm. La solubilidad del gas a estas condiciones es de 485 SCF/STB. (Fig.11).

Existen claras evidencias de que varios pozos han sufrido daño por precipitación de asfaltenos, debido a caídas de presión en los alrededores del ánima del pozo (wellbore), con la consiguiente liberación de grandes volúmenes de gas. La presión de burbuja para este reservorio es de 2047 psi.

Ha sido realmente muy difícil el lograr remover este daño con una variedad de tratamientos como inyección de solventes, acidificaciones, re-baleos, etc; quizás debido a cambios en la mojabilidad de los fluidos en los alrededores del hueco del pozo.

8. SIMULADOR UTILIZADO

El simulador utilizado fue el software Workbench de Baker Hughes el cual es un simulador del tipo “black oil” para reservorios de petróleo, el cual se encuentra instalado en una estación de trabajo modelo HP Kayak Pentium 4 de 1.0 Ghtz. de velocidad de procesador y 512Mb de memoria RAM con disco duro de 20 Giga bytes.

El tiempo utilizado aproximadamente para cada corrida fue de 4 hrs. para el caso de ajuste de historia y de 1 a 1.5 hrs. para los casos de predicciones a partir del archivo de “restart” para corridas que empiezan en el tiempo actual.

La salida podría estar en formato ASCII ó utilizando la opción grafica del software para generar ya sea animaciones en el tiempo, de variables tan importantes como presión, saturación de fluidos, etc. las cuales podrían ser animadas hasta en 3D sobre el modelo geológico ó también utilizando gráficos XY, para obtener gráficos de producciones diarias ó de acumulados de petróleo, gas ó agua ya sea por pozo ó para todo el campo.

8.1 DIFICULTADES DURANTE LAS CORRIDAS EN EL SIMULADOR

Los grandes contrastes de la permeabilidad vertical producto de la fuerte estratificación cruzada ocurrida por ambientes de mareas altas y bajas de esta formación, así como los diversos tipos de arcillas ubicadas en los espacios porales de la roca reservorio (kaolinita, glauconita, illita, etc.), los cuales nos crean serios problemas en la caracterización de las regiones de roca, más representativas de este reservorio.

Este problema ha sido varias veces estudiado profundamente inclusive con estudios de flujo de fluidos extraños a través de muestras de coronas de este yacimiento, tratando de dar con el tratamiento de estimulación optimo, pero hasta el momento no se ha llegado a encontrar la solución al problema.

Se han probado ácidos y mezclas solvente-ácidas con diversos estabilizadores de arcillas pero nunca los resultados han sido contundentes. Al presente se continúa con el estudio del problema en busca de la solución final.

Adicionalmente a esto se tiene una barrera estratigráfica de baja permeabilidad, que atraviesa el campo de suroeste a noreste y que lo casi subdivide al campo en dos regiones con diferentes contactos agua-petróleo.

El número limitado de pozos actualmente en producción, de los cuales la mayoría de ellos producen mezclados con la formación Vivian y el limitado volumen de datos de historia de presiones en los pozos, representa a veces un serio obstáculo para conseguir mejores ajustes de la historia de producción en el modelo de simulación.

La segregación manual de la producción a partir de información de los datos de API del petróleo y salinidades y algunas otras variables del agua de formación producidas, también inciden en algunos casos en la mejor realización del ajuste de historia del modelo.

8.2 DISCREPANCIAS ENTRE EL MODELO GEOLOGICO Y DE RESERVORIOS

Considerando que el presente trabajo se originó con la formación de un grupo multidisciplinario (geofísica, geología de desarrollo, ingeniería de reservorios e ingeniería de producción), con el único objetivo de evaluar y encontrar las mejores posibilidades para la perforación de alguna locación nueva o para algún trabajo de reacondicionamiento y así de esta manera incrementar la producción de crudo liviano, no se tuvieron serias discrepancias entre el modelo geológico y el de simulación de reservorios pues todo fue evaluado, discutido y aprobado con participación total del grupo de trabajo.

Lo que si se encontró en el tiempo durante el cual se preparó este estudio, fueron algunos puntos que se sugieren reforzar para la próxima vez en que se actualice el presente modelo y que redundaran en una mejor caracterización del reservorio así como en un modelo mucho más cercano de la realidad.

Se ha corroborado la existencia de capas más pequeñas que las definidas en el modelo en el pozo Dorissa 1201 (completado en la formación basal Chonta) pero con claras canalizaciones en el reservorio Chonta, debido a fuertes contrastes de permeabilidad horizontal. Necesitamos una mejor definición para algunas partes del campo y en esto nos puede ayudar la utilización de modelos sedimentarios mas detallados.

Adicionalmente a esto podemos trabajar más al detalle en la identificación de facies, con la ayuda de las muestras de corona que se tienen y que nos pueden servir para el soporte de la nueva definición áreal de estas capas de alta y baja permeabilidad existentes en este reservorio.

La utilización de softwares geoestadísticos de última generación como el Petrel los cuales trabajan ayudados con modelos sedimentarios: será imprescindible para la próxima actualización del modelo.

Por ultimo seria importante utilizar una geoquímica de superficie con el objeto de obtener información valiosa capaz de corroborar al modelo de simulación, acerca de la existencia aun de un área remanente con saturaciones de petróleo significativas; en la parte sur oeste del campo.

9. AJUSTE DE LA HISTORIA

El ajuste de la historia de presión ha sido obtenido principalmente con modificaciones en el espesor y en la permeabilidad de los acuíferos y más al detalle con la modificación y ajuste de los valores de capacidad de flujo (kh) y factor de daño skin (S) en los pozos productores.

El ajuste de la historia de producción de agua de los pozos de Chonta en Dorissa, se hace muchas veces difícil en vista de las distorsiones resultantes de los cálculos de segregación manual de la producción, para los pozos que producen mezclado con la formación Vivian.

Hubiera sido muy importante tener la facilidad de utilizar la opción del factor de Equilibrio Vertical (Flujo Segregado); sobretodo en los pozos de la parte norte del campo en donde la producción de agua es mucho mayor en el modelo, esto debido a una temprana irrupción del agua. Los pozos del sur nos muestran un mejor ajuste en la historia del corte de agua.

Parte del volumen de petróleo remanente en la parte sur, puede haber migrado hacia el norte en vista de la comunicación parcial que existe y debido a la alta producción inicial con la consecuente rápida caída de la presión del reservorio en esta parte del campo.

Se tuvo que disminuir los valores de los mapas de permeabilidad horizontal para las capas de arena "B" y "A" en la parte sur del campo, para evitar sobretodo el fuerte influjo del agua por el flanco oeste del reservorio.

Se ha trabajado la mayor parte del tiempo tratando de conseguir el mejor ajuste de la historia de producción en los pozos de la parte sur en vista de que es la zona de mayor interés, donde el modelo nos muestra las mejores saturaciones de petróleo y de donde proviene el mayor porcentaje de la producción actual del campo.

Se incluyen los gráficos de ajuste de la producción e historia de presiones por pozo para la parte norte (Fig.29) y para la parte sur de campo (Fig.30).

Los ajustes de historia de producción por pozo se encuentran bastante aceptables, lo que origina de que el gráfico de la historia de producción total del campo nos de un acumulado de 7.08 MMBO, bastante similar en comparación con el acumulado real, que es de 7.6 MMBO.

Se incluyen los mapas de saturación de agua, actual y al final de la predicción básica para cada una de las capas de arena del modelo. (Figs. 26 y 27).

10. PREDICCIONES

El caso base fue corrido a 10 años hasta diciembre del 2011. El presente modelo de simulación esta calculando el corte de agua y la producción de petróleo, teniendo como dato de entrada a la producción total de fluido.

Las sensibilidades más importantes (Figs.24 y 25), corridas a partir del caso base, fueron las siguientes:

1) Pozo Dorissa 1202 (locación 13S) localizado 150-180 mts al NE de la locación del pozo Dorissa 20H en la zona, que nos muestra la mejor saturación actual de petróleo; sobretodo para la arena Chonta "A" y nos encontraríamos en una posición estructural más alta que el pozo 18, el cual acumuló 0.73 MMBO antes de dañarse.

2) El incremental de reservas obtenido por el modelo para esta ubicación fue de 0.4 MMBO y con un corte de agua inicial alrededor de 25 %. (ver ubicación de las posibles locaciones, en el mapa de la Fig.32).

3) La siguiente predicción corresponde a la ubicación que se encuentra a casi un espaciamiento al NE del pozo Dorissa 13 (400 mts.), la cual nos dá también un incremental de 0.4 MMBO, pero tiene riesgo stratigráfico por estar cerca del pozo Dorissa 14, el cual está actualmente produciendo mezclado con la formación Vivian y además estaríamos bastante cerca de la barrera stratigráfica de baja permeabilidad que pasa por el pozo Dorissa 3.

4) La tercera ubicación fue probada a un espaciamiento al oeste del pozo 13, en una zona con un mayor riesgo stratigráfico y que de acuerdo al mapa estaría en un ligero alto estructural aunque casi de flanco oeste. No se tiene mayor control de pozos que hayan producido en los alrededores, en vista de que el pozo Dorissa 13 ha producido todo el tiempo de la formación Vivian (6.4 MMBO) y un DST realizado en enero del 95 recuperó 63.4 bls. de agua de formación y 4.6 bls. de crudo de 38.7° API.

El incremental de reservas obtenido por el modelo para esta ubicación es de 0.25 MMBO, con un corte de agua inicial elevado de alrededor de 80 %.

5) La última ubicación probada fue la del re-entre del pozo Dorissa 12 en dirección SE, entre los pozos Dorissa 12 y Dorissa 2 en una posición estructural favorablemente alta. El riesgo estratigráfico es alto en vista de que el pozo 2 es el de mayor acumulado de producción (2.085 MMBO) y se encuentra cerrado desde el año 95. El pozo Dorissa 12 esta cerrado desde el año 1986 y llegó a acumular 0.784 MMBO. Este pozo tiene como objetivo principal la arena de basal Chonta que se muestra con saturaciones de petróleo en el registro del pozo Dorissa 12 y que mostró gases y fluorescencia durante la perforación.

El incremental de reservas en el modelo de Chonta para esta ubicación fue solamente de 0.15 MMBO y con un corte de agua inicial alto de alrededor de 45 %.

5) Adicionalmente se realizó una corrida de predicción para el caso de incrementar el régimen de extracción en un 50 % en el pozo Dorissa 14 mediante un trabajo de reacondicionamiento, obteniéndose como resultado un incremental de 70 mbo.

6) Por último se ha realizado una corrida de predicción en el supuesto caso de que recomplete la formación Chonta en el pozo Dorissa 1201, obteniéndose un incremental bastante pequeño de 137 MBO solamente.

11. ACTUALIZACION DEL MODELO

El modelo de simulación sustentó una recomendación para la perforación del pozo 1202D en la parte sur este de la estructura, para tratar de drenar las reservas situadas al norte del pozo Dorissa 18 y al sur del pozo Dorissa 13.

Luego de la perforación del pozo Dorissa 1202D, se actualizaron los mapas de tope estructural y los mapas de espesores de arena y de arena neta para las capas C, B y A así como los mapas de porosidad para estos cuerpos de arena.

La actualización del modelo encontró una zona de mayor saturación de agua que la esperada en esta parte sur del reservorio además de una ligera corrección en el buzamiento de la parte suroeste del campo con lo que se redujo el OOIP de esta zona y se aceleró la llegada del frente de agua.

El registro de resistividad del pozo Dorissa 1202D, mostró una zona sin drenaje en la parte superior de la arena con valores de 40 ohm-mt y otra zona de altas saturaciones de agua en la base de la misma indicando fuerte drenaje del reservorio en la capa "A". También se detecta una mejor homogeneidad del reservorio en comparación con el registro del pozo 1201 donde hay una clara estratificación horizontal, asociada a variaciones en el perfil resistivo por efectos de drenaje de los fluidos.

El pozo Dorissa 1202D encontró una presión estática de 4175 psi y comenzó a producir con un corte de agua estabilizado de 37 % y 2200 BFPD, con un índice de productividad de 2.5 BPD/psi.

El modelo de simulación fue actualizado con toda esta información y un nuevo ajuste de historia fue necesario sobretodo en la parte sur del reservorio y se conectaron las capas "B" y "A" en el lado suroeste del reservorio en vista de la desaparición del "shale break" en el pozo Dorissa 1202D y debido a su significativo corte inicial de agua.

Se ha conseguido un buen ajuste en los pozos Dorissa 14, 16 y 18 en el sur y se ha logrado una irrupción del agua al cabo de un año de producción del pozo Dorissa 1202D, esto en vista de la baja saturación de agua de la zona pues el pozo se encuentra en posición estructural alta y este corte de agua esta asociado más a las características de su petrofísica, que a su posición estructural.

Otro punto importante es el valor de la presión del reservorio fue corroborado los 4200 psi en el DST del pozo 1202D tal y como lo habíamos encontrado en el RFT corrido en el pozo Dorissa 1201; esto nos ratifica el bajo aporte productivo del Chonta en los pozos Dorissa 14 y 16 al estar abierta la arena Vivian con una productividad mucho mayor. Recientemente se corrió unos niveles estáticos en el pozo Dorissa 1202D, así como una gradiente estática resultando una presión de 3871 psi esta brusca disminución fue vista también durante los primeros meses de producción del pozo Dorissa 18 debido a los altos regímenes de extracción inicial.

12. GRADO DE CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS TRAZADOS

La necesidad de poder encontrar alguna locación nueva productiva, mediante la recomendación del presente modelo; se ha cumplido parcialmente pues el pozo nuevo 1202 completado en la formación Chonta si bien es cierto que ha acumulado casi 250 MBO de crudo liviano (lo cual nos da margen para producir otros 450 MBO de crudo pesado) en la mezcla que por contrato siempre debemos entregar, esta actualmente con un elevado corte de agua (encima del 90%) previsto por el modelo pero para un acumulado de ceca de 350 MBO tal y como se muestra en las figuras de predicción de posibles locaciones a perforar.

El otro objetivo fue el de revisar la posibilidad del reacondicionamiento del pozo Dorissa 12 ó la perforación de algún pozo adicional en la parte norte del campo, la cual ha sido descartada por el modelo en vista de las pobres saturaciones de petróleo remanentes en el área.

Se ha comprobado que se necesita una caracterización mas al detalle de la petrofísica del campo, especialmente para la parte sur que se muestra mas interesante y que nos puede llevar a la completación de un pozo productor adicional.

También ha quedado demostrada la importancia del trabajo de un grupo multidisciplinario el cual soporta al modelo geológico y de reservorios, utilizado por el presente modelo de simulación.

13. PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE RESULTADOS DE LA SIMULACION

- Como resultado del presente estudio se ejecutó la perforación del pozo Dorissa 1202D a un espaciamiento al norte del pozo Dorissa 18, actual productor de Vivian "B" con bombeo electro centrífugo.

El pozo fue completado exitosamente en la formación Chonta con un caudal inicial por encima de los 2000 BOPD. Luego de haber acumulado casi 250 MBO este pozo continua produciendo 250 BOPD con bombeo electro centrífugo, aunque con un corte de agua encima de 90 %.

- La recompletación en Chonta del pozo Dorissa 1201, actualmente productor de Basal Chonta con bombeo hidráulico; vendrá posterior a la depletación del mismo al cabo de un par de años.

- La recompletación del pozo Dorissa 13 (actual productor en Vivian) fue diferida debido a la baja recuperación final obtenida en el modelo, además de tener el antecedente de un DST con producción de agua.

Una evaluación mas detallada de la calidad del cemento en frente de la formación Chonta, así como de la ubicación exacta de los punzados realizados en el servicio de pozo del año 93, será realizada, antes de proponer algún próximo trabajo.

- La perforación de una ubicación al sur oeste del pozo Dorissa 13 esta pendiente y se encuentra sustentada por los resultados del modelo de simulación, el cual encuentra casi 300 MBO de reservas incrementales en esta parte del campo; las cuales pueden soportar una producción de 600 MBO de crudo pesado adicional.

14. BENEFICIO TECNICO y ECONOMICO POR EL USO DE LA SIMULACION

En cuanto al beneficio técnico obtenido por el uso del simulador podemos mencionar que es una herramienta muy importante y de última generación que debe ser correctamente utilizada pues requiere de que todo lo que se le ingrese vaya de la manera mas exacta acorde con la realidad y así como nos puede generar resultados muy útiles también nos puede entregar información falsa si es que no hemos sido minuciosos y prolijos en el acopio e ingreso de la información.

El corto tiempo de procesamiento del modelo dinámico del reservorio, permitió ensayar diversas alternativas de trabajo y de esta manera poder escoger entre las más accesibles y económicas para proseguir con la mejor explotación del campo.

La recomendación de la perforación del pozo Dorissa 1202D sustentada por el modelo de simulación en Chonta, a pesar de llevar un acumulado de 250 MBO, soporta la producción de un volumen de 450 MBO de crudo pesado con lo que supera fácilmente el límite de reservas mínimo que justifican esta inversión. Adicionalmente a esto también se tiene como posibilidad futura la recompletación en Basal Chonta o Vivian "B" con el consiguiente incremento en el acumulado de producción del mismo.

El ahorro por la cancelación de una posible perforación en la parte norte, la cual fue descartada por el modelo de simulación, también suma a las conclusiones que han sido positivamente económicas del presente estudio.

Y por último, consideremos también de que todo modelo de simulación sirve de base para cualquier actualización futura del mismo con la adición de historia de producción reciente, por lo que considero de sumo valor las conclusiones obtenidas en este tipo de estudios.

15. PARTICIPANTES INVOLUCRADOS EN EL ESTUDIO, TIEMPO y COSTOS

En el presente estudio participaron directamente un grupo de 6 personas, las cuales laboran bajo la gerencia de Ingeniería.

Las áreas de trabajo involucradas por este grupo multidisciplinario fueron las siguientes:

Geofísica,	Interpretación sísmica. Generación de mapas de anomalías.
Geología de Desarrollo.	Construcción de ambientes Sedimentarios. Interpretación de Registros. Mapeo estructural y Propiedades (K, Phi, Arena Neta, Ntg, etc).
Ingeniería de Producción	Historia de Producción. Estado mecánico de los Pozos.
Ingeniería de Reservorios	Caracterización Dinámica del reservorio. Historia de Presiones de Fondo. Simulación Numérica.

El tiempo de ejecución neto del presente modelo estuvo entre 1.5 a 2 meses, considerándose de que algunos trabajos como la generación y la carga de mapas al modelo, se pudieron hacer en simultáneo.

El cronograma de trabajo se encuentra en una hoja adjunta para que pueda servir de guía para quien lo pueda necesitar en algún momento.

Los costos en base a estos tiempos a veces variables de trabajo, son un poco difíciles de estimar pero se podría decir que un buen aproximado representa el 100 % de trabajo de estas 6 personas en el lapso de un mes y medio, con el costo adicional de la estación de trabajo para geofísica y para el simulador de reservorios.

Aprovecho la oportunidad para agradecer a todos aquellos que colaboraron en la elaboración de este proyecto, así como a Pluspetrol Norte SA., empresa en la cual me vengo desempeñando desde hace 3.5 años y que me ha brindado toda la información y el soporte necesario para poder llevar a cabo el presente estudio.

Muchas Gracias.

J.C.M

16. FIGURAS y TABLAS

16.1 LOTE 1AB.

1. Ubicación del Campo.
Principales Objetivos.
SIMULACION – Programa de Trabajos.
2. Mapa General.
3. Diagrama de Recolección.
Clasificación de Crudos. (Tabla 1).
4. Reservorio Chonta.
4a. Columna Estratigráfica.

16.2 MAPAS.

5. Mapa estructural Tope de Chonta - Capa "B".
6. Sección Sísmica Norte-Sur del Reservorio Chonta.
7. Mapas de Arena Neta y Arena Neta de Petróleo - Capa "B".
8. Mapas de Arena Neta y Arena Neta de Petróleo - Capa "A".
9. Sección Estructural N-S del Reservorio Chonta.

16.2.1 MODELO.

10. Mapa Tope Estructural con el Grillado del Modelo. Capa "C".
11. Perfil Eléctrico Típico de un Pozo del Norte Do-02 y un Pozo del Sur Do-18, con definición de capas.

16.2.2 MAPAS DE PROPIEDADES - CAPAS "B" y "A".

12. Mapas de Tope Estructural.
13. Distribución de Saturación de Agua.
14. Distribución de Porosidad.
15. Distribución de Permeabilidades.
16. Mapas de Arena Neta.

16.3 INICIALIZACION.

17. Propiedades de Roca. (K_r y P_c).
18. Regiones de Roca (4) Permeabilidades Relativas Petróleo-Agua.
19. Distribución de Regiones, Capas "B" y "A".
20. Regiones de Roca (1) - Presión Capilar.
21. Propiedades de Fluidos PVT, Viscosidad, GOR, B_o y B_g vs Presión.

16.4 HISTORIA DE PRODUCCION.

22. Historia de Producción Total del Campo. (BOPD, BFPD y Corte de Agua %).
23. Periodos de Producción x Pozo – Reservorios Chonta y Vivian.
24. Mapa Fraccional de Producción por Pozo con Posibles Ubicaciones.

25. Distribución de Acumulados de Petróleo. (Previo al Do-18 y previo al Do-1202).

16.5 AJUSTE DE HISTORIA.

26. Distribución Inicial y Actual de Saturación de Agua. – Capa “B”.
 27. Distribución Inicial y Actual de Saturación de Agua. – Capa “A”.
 28. Distribución de Presión en el Reservorio – Capas “B” y “A”.
 29. Gráficos de Producción x Pozo - Pozos del Norte.
 30. Gráficos de Producción x Pozo - Pozos del Sur.
 31. Sección estructural N-S con el pozo 1201.
-

16.6 PREDICCIONES.

32. Posibles Ubicaciones en el grillado del Modelo.
33. Distribución de Saturaciones de Agua al 2010. Capas “B” y “A”.
34. Caso Pozos Nuevos. Pronósticos de Producción Agua, Petróleo y Gas.
35. Caso Pozos Nuevos. Pronósticos Corte de Petróleo vs Acumulado.
36. Sección estructural N-S con ubicación del pozo 12R.
37. Diagrama de estado mecánico actual de pozo Dorissa 12.

38. Sección estructural N-S con ubicación del pozo 13S (1202D).

Predicción de la Producción del Pozo 13S (1202D). Tabla 3.

16.7 TABLAS – ULTIMA ACTUALIZACION DEL MODELO.

Predicciones Caso Base + Pozo 12R (Re-entre). Tabla 4.

Predicciones Caso Base + Pozo 13 (recompletación). Tabla 5.

Predicciones Caso Base + Do 1203 (13W). Tabla 6.

Predicciones Caso Base + Pozo 1201 (recompletación). Tabla 7.

NOTA.- Caso Base = Incluye la producción del pozo nuevo Do-1202D (locación 13S).

Resumen Final de las Locaciones Potenciales Existentes. Tabla 7.

16.8 CRONOGRAMA DE TRABAJO.

17. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Reservoir Simulation SPE Monograph Vol.13
Mattax, CC & Dalton

Notes on Applied Reservoir Simulation
UMR, Year 2002

Caracterización Geológica de Reservorios - Carl Parker
Junio 1996 Maracaibo – Venezuela

Caracterización Dinámica de Reservorios – Cinco Ley
2001 Lima – Perú

Modelo de Simulación de Dorissa Chonta – Koi Li
1997 Lima – Perú

Workbench – Manual

Applied Reservoir Engineering – Slider

JPT - 2003 Year – Notes on Reservoir Simulation.

18. FIGURAS y TABLAS

Lote 1-AB

MAPA de UBICACION

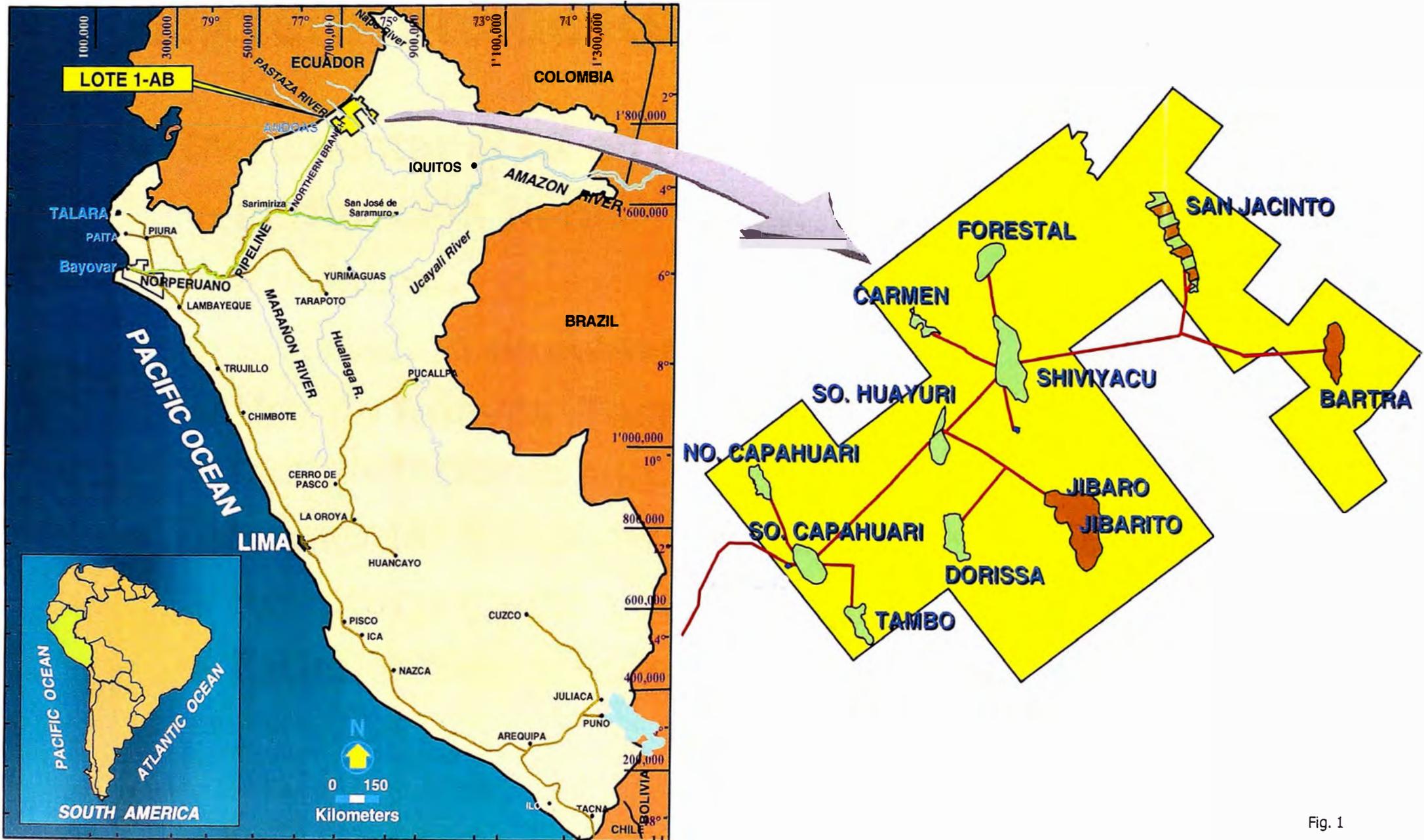


Fig. 1

Lote 1AB - Objetivos

Incremento de Reservas & Producción

- **Incrementar el FR en reservorios de Crudo Liviano**
 - **Perforación In fill.**
 - **Re-entres.**
 - **Simulación de Reservorios.**
 - **Uso de Nuevas Tecnologías (polímeros, completaciones nuevas, etc.)**
- **Incrementar Reservas Probables de Crudo Liviano**
 - **Re-interpretación de la Sísmica.**
 - **Estudios Geológicos nuevos.**

Lote 1AB - Programa de Trabajo SIMULACION

- **Estudios de Simulación en todos los Campos (12)**
 - **Adquisición sísmica, re-procesamiento e interpretación.**
 - **Revisión Geológica: petrofísica, estratigráfica, sedimentológica y estructural.**
 - **Caracterización Dinámica: Presión de Reservorio, revisión petrofísica, performance de producción y segregación de fluidos.**

Leyenda

-  CAMPO DE CRUDO LIVIANO
-  CAMPO DE CRUDO PESADO
-  PRODUCTION FACILITY/CAMP
-  ISLA DE PERFORACION
-  CARRETERA PRINCIPAL
-  CAMINO ABANDONADO
-  OLEODUCTO
-  POZO SECO
-  ABANDONADO C/MUESTRA DE CRUDO

9'750,000 N.

9'700,000 N.

ECUADOR
PERU

400,000 E.

350,000 E.

MAYNAS 1X

A LA ESTACION No. 2
(MORONA)

1AB-PRS.PPT/A.S.-E.V./VII-97



ESCALA GRAFICA

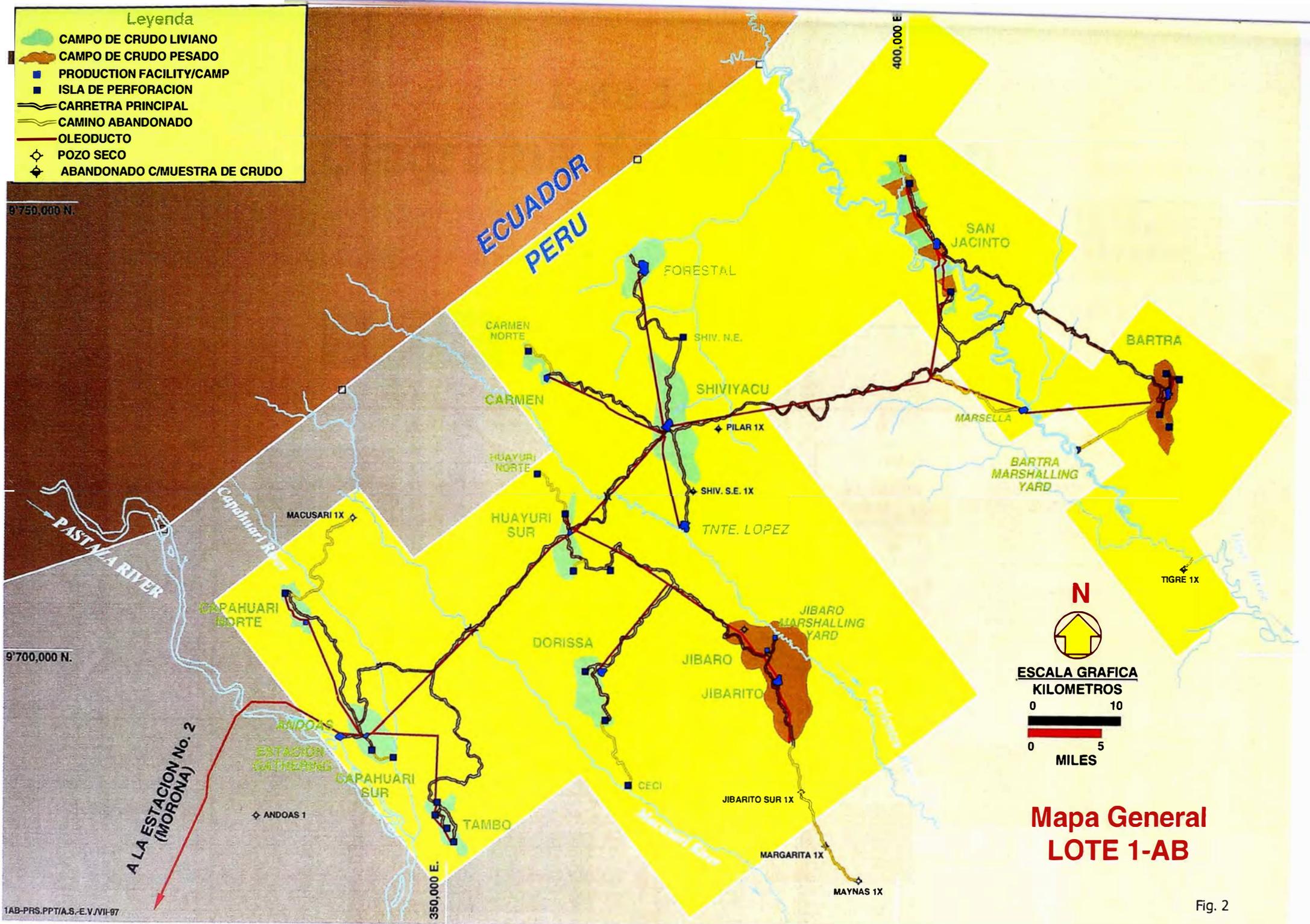
KILOMETROS



MILES

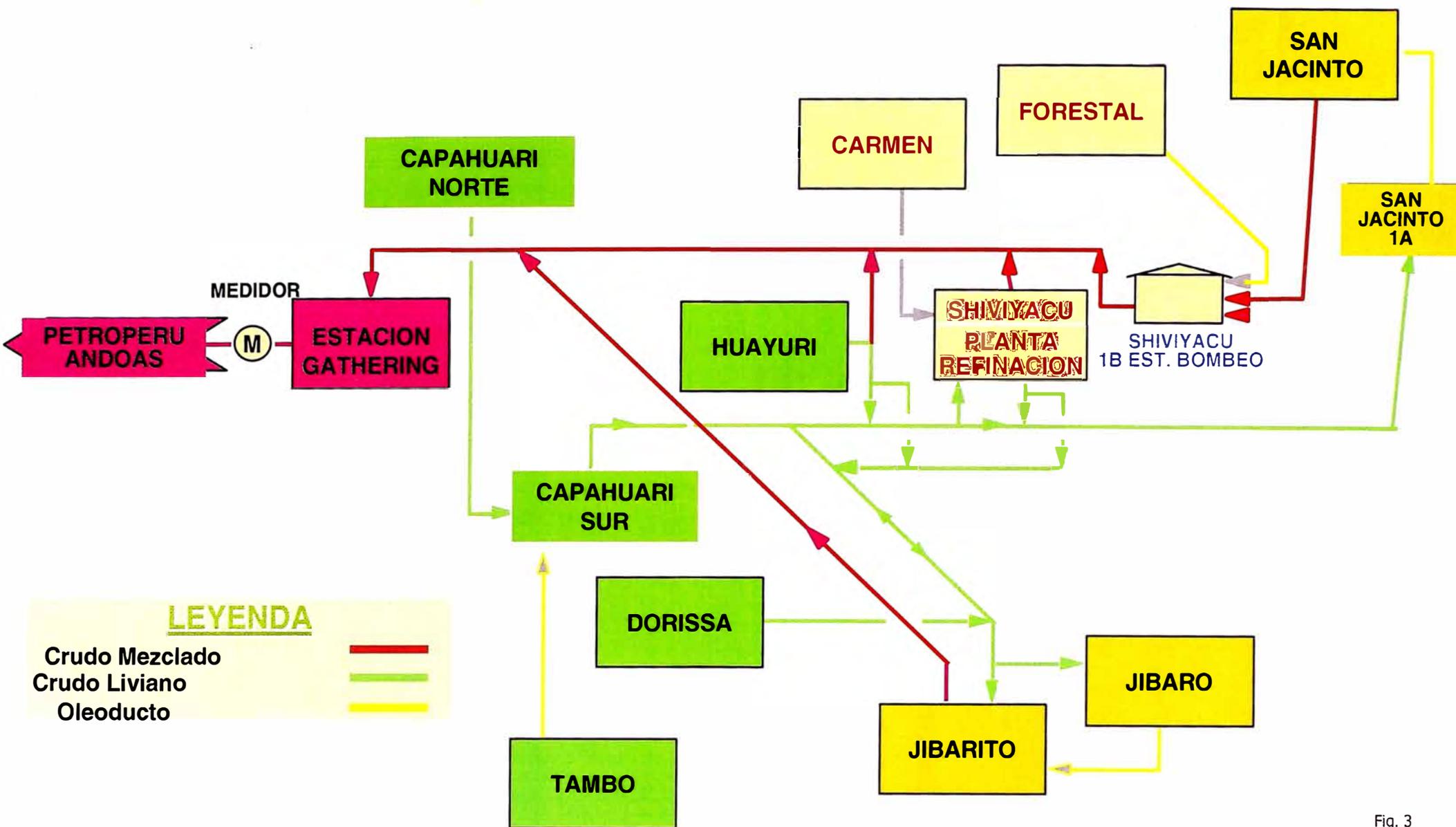
**Mapa General
LOTE 1-AB**

Fig. 2



Lote 1-AB

Diagrama de Recoleccion



LEYENDA

- Crudo Mezclado —
- Crudo Liviano —
- Oleoducto —

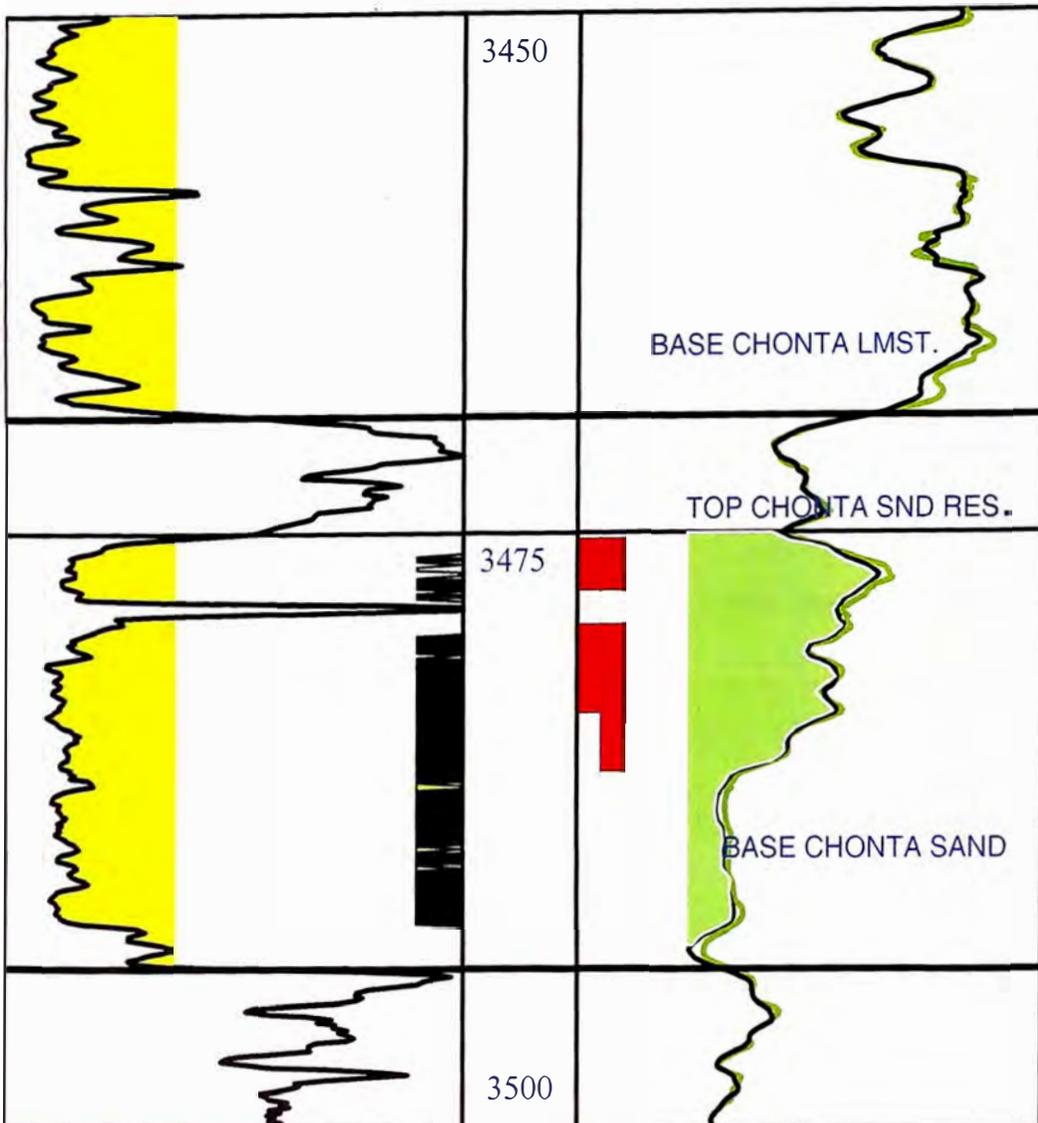
Fig. 3

Lote 1-AB

Clasificación Basada en Densidad API

Liviano	27° - 40° API
Medio	18° - 22° API
Pesado	10° - 12° API

Lote 1-AB Chonta



- 12% de Reservas Probadas
- 5% de Reservas Probables
- Empuje de Agua y Depletación de Gas.
- Aguas Marinas de poca profundidad.
- Permeabilidad: 20 - 200 md
- Fuente de Petroleo Liviano.
- API : 35 – 40 °.

Lote 1A B

Columna Estratigráfica

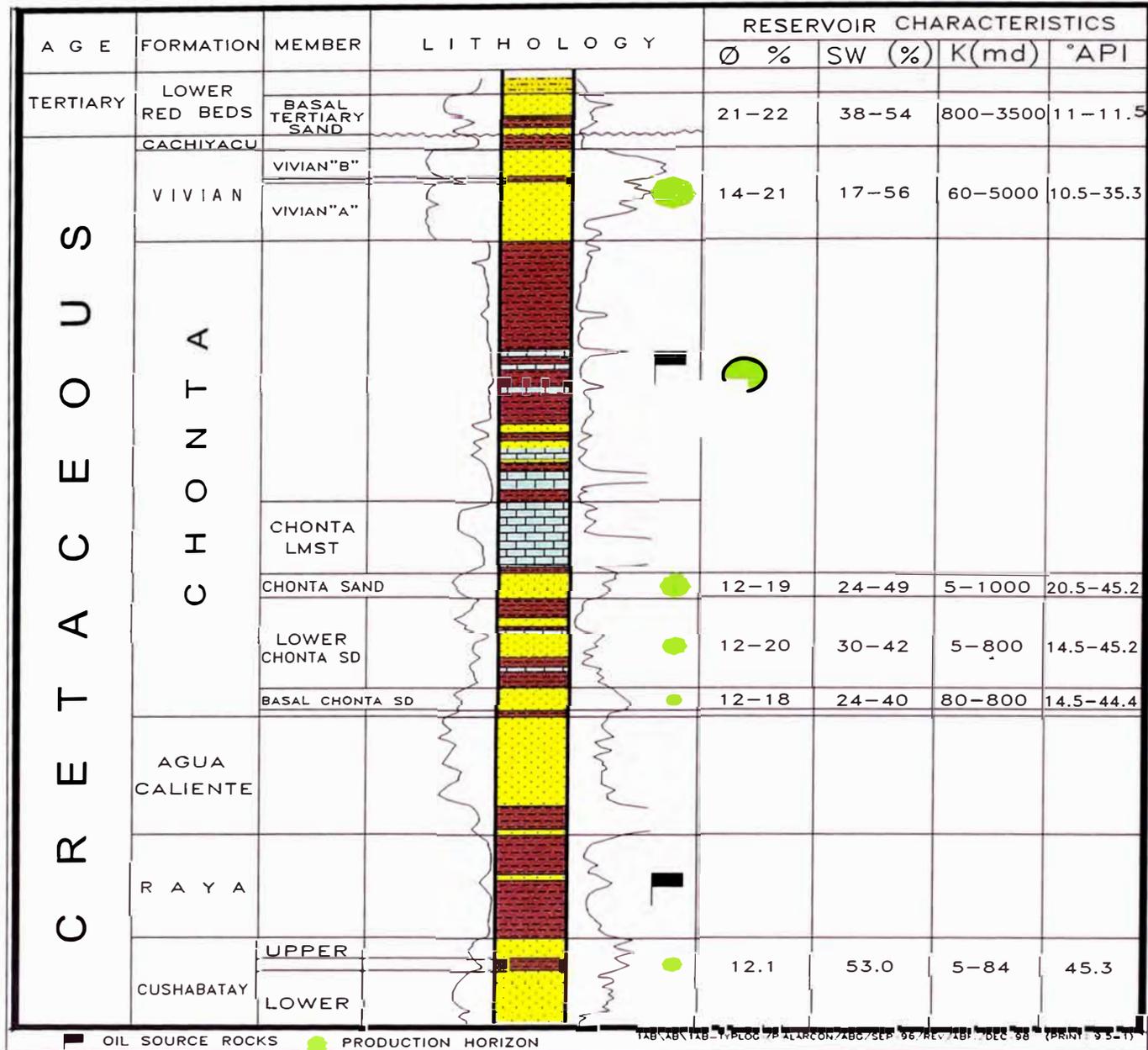


Fig.4a

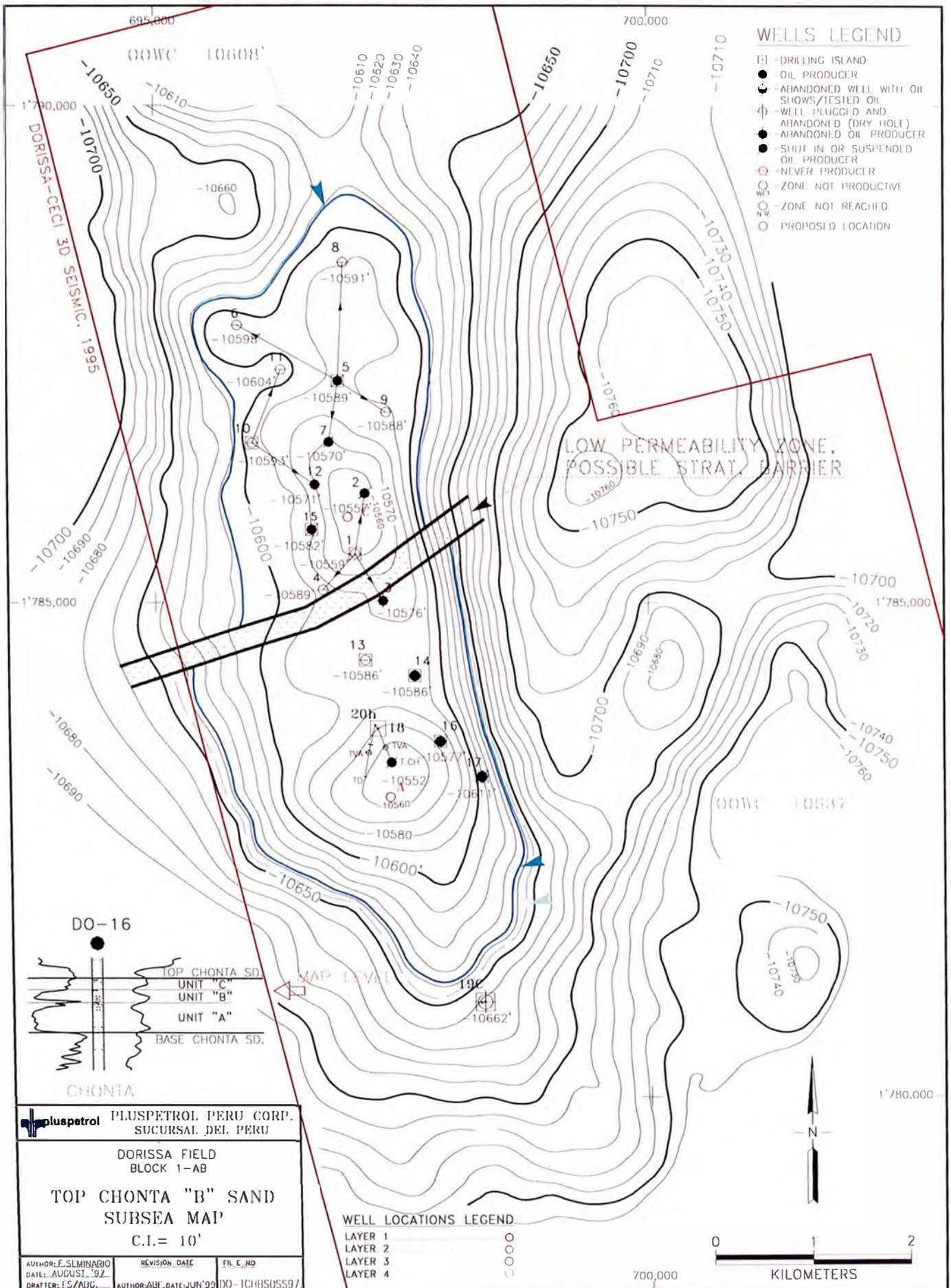


Fig.5

SECCION SISMICA (N-S) DEL RESERVORIO CHONTA

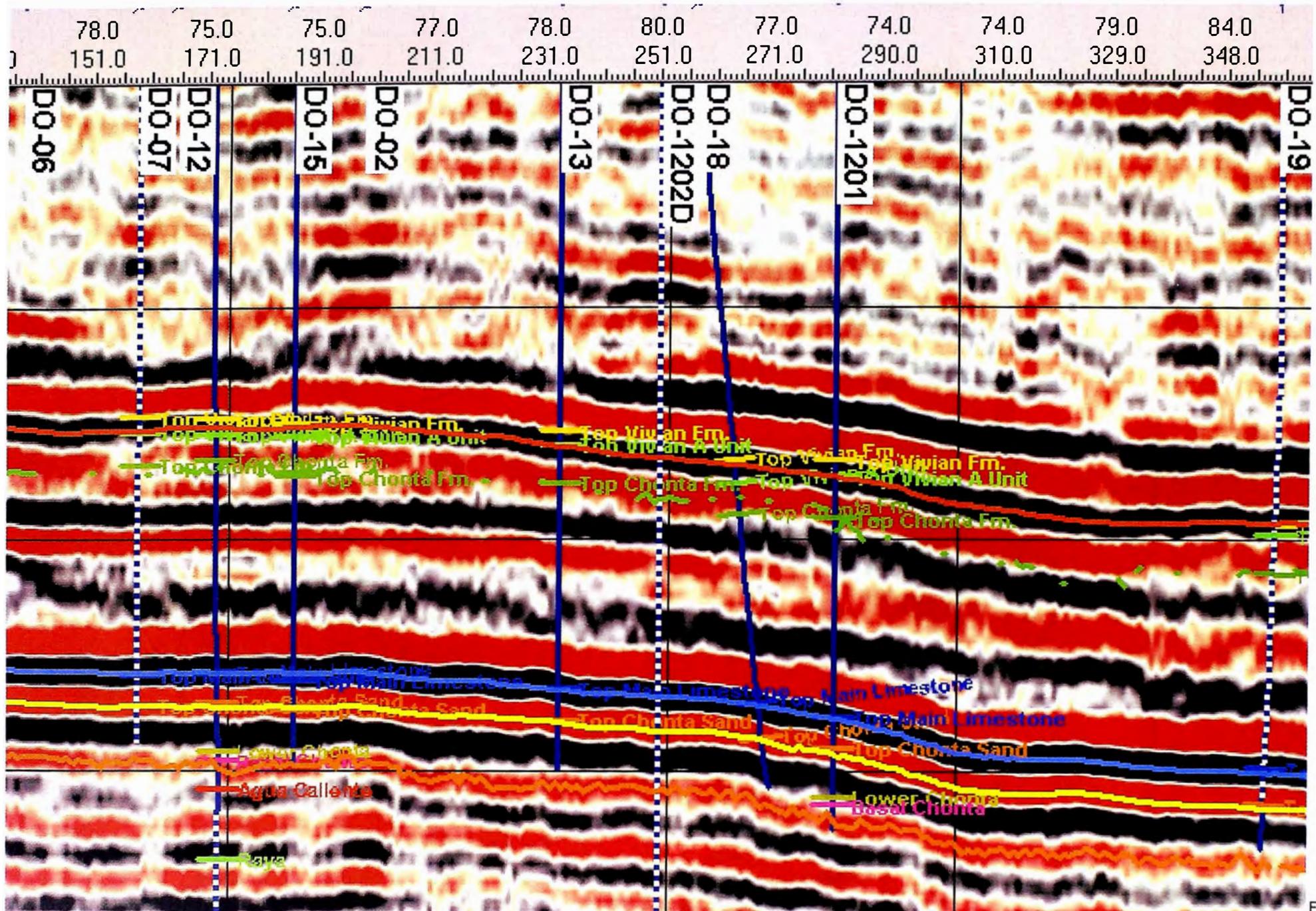


Fig. 6

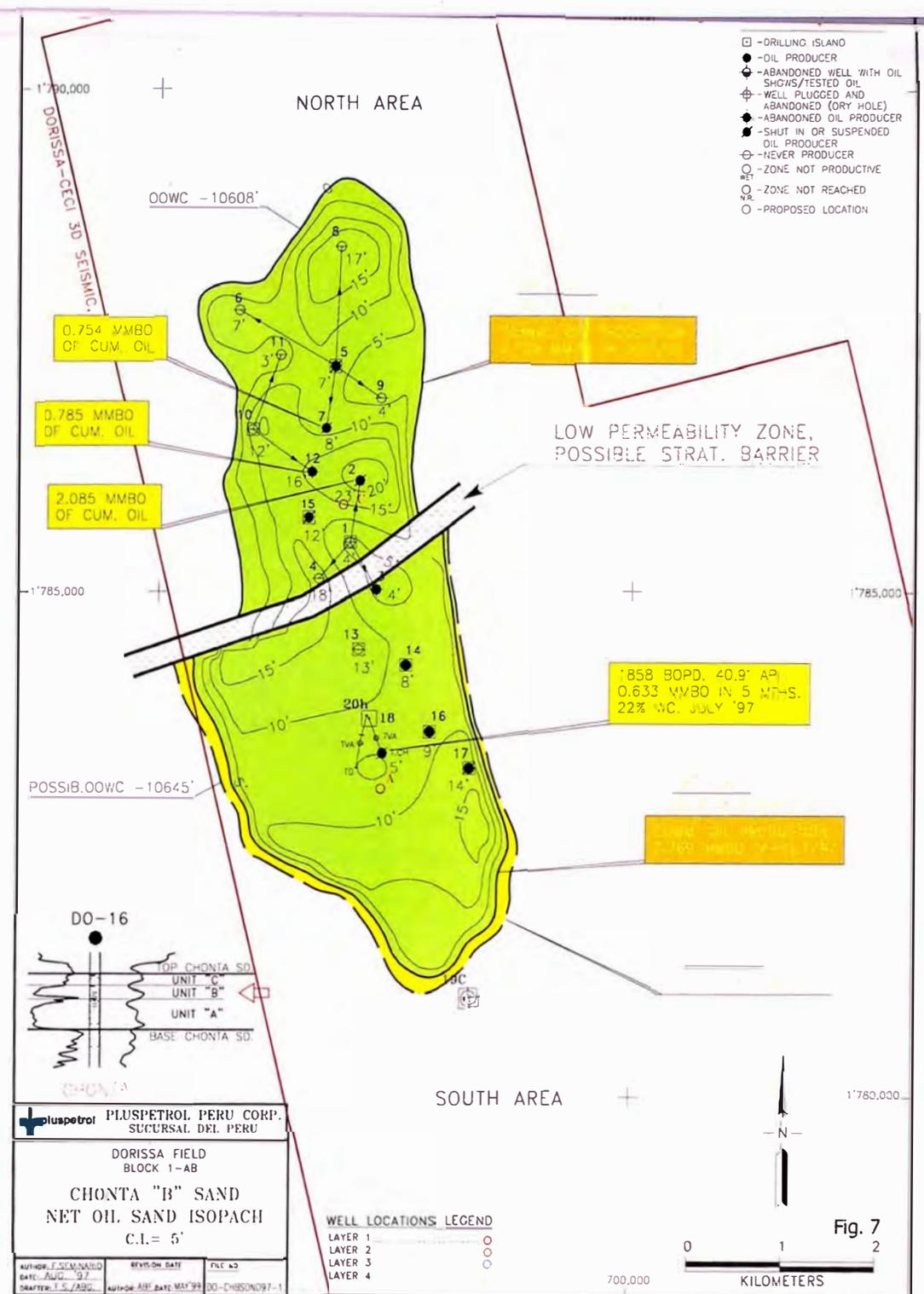
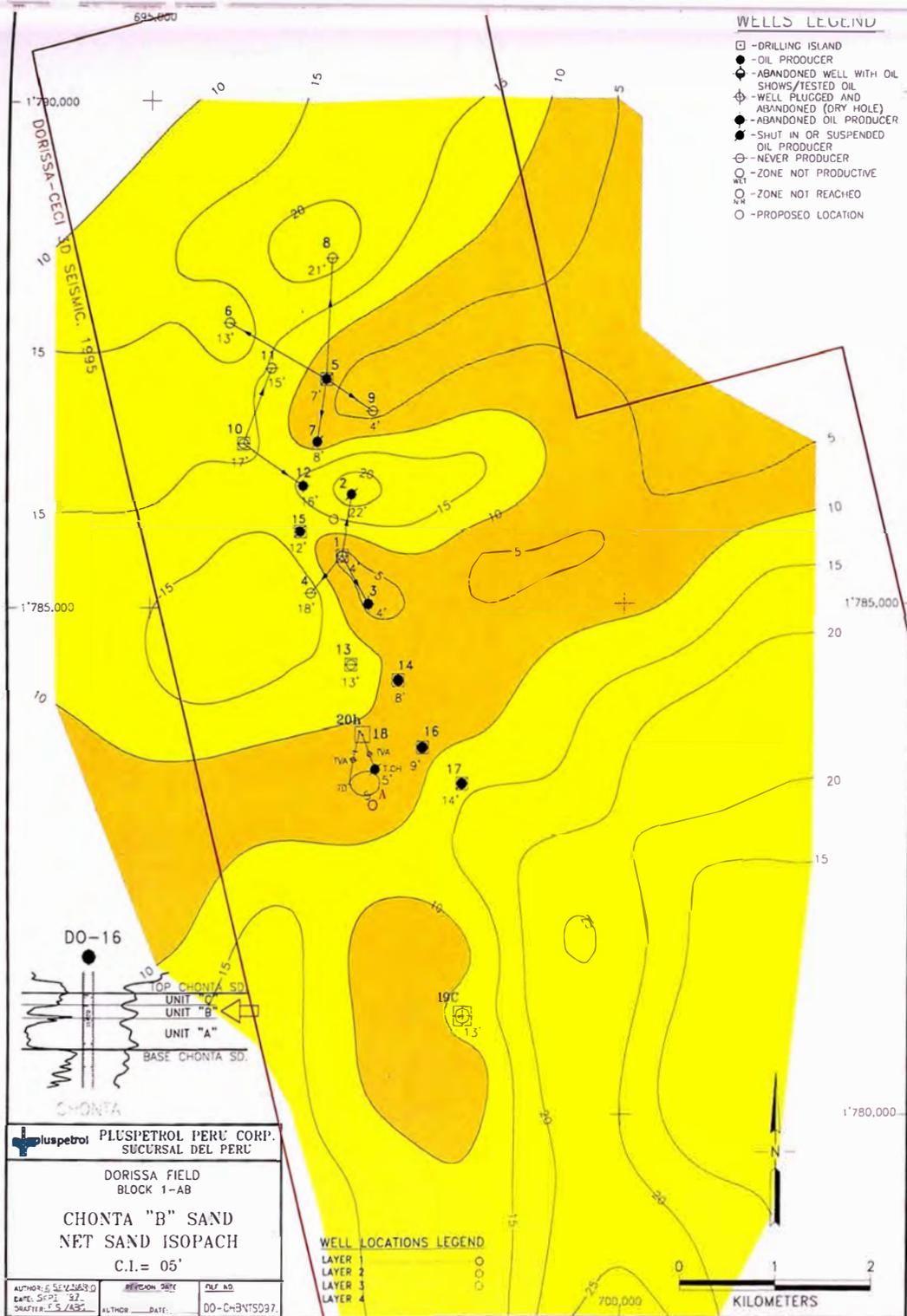
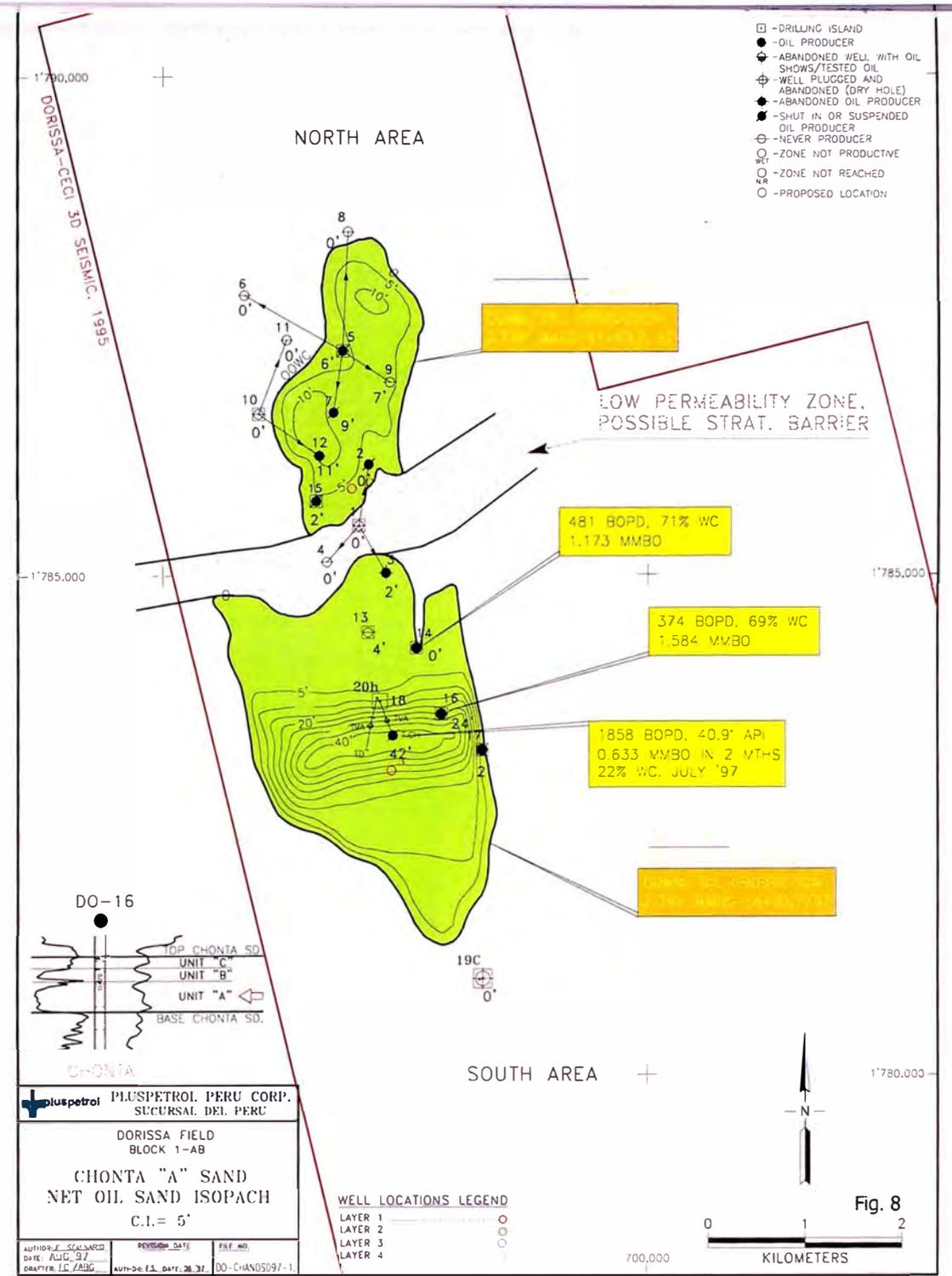
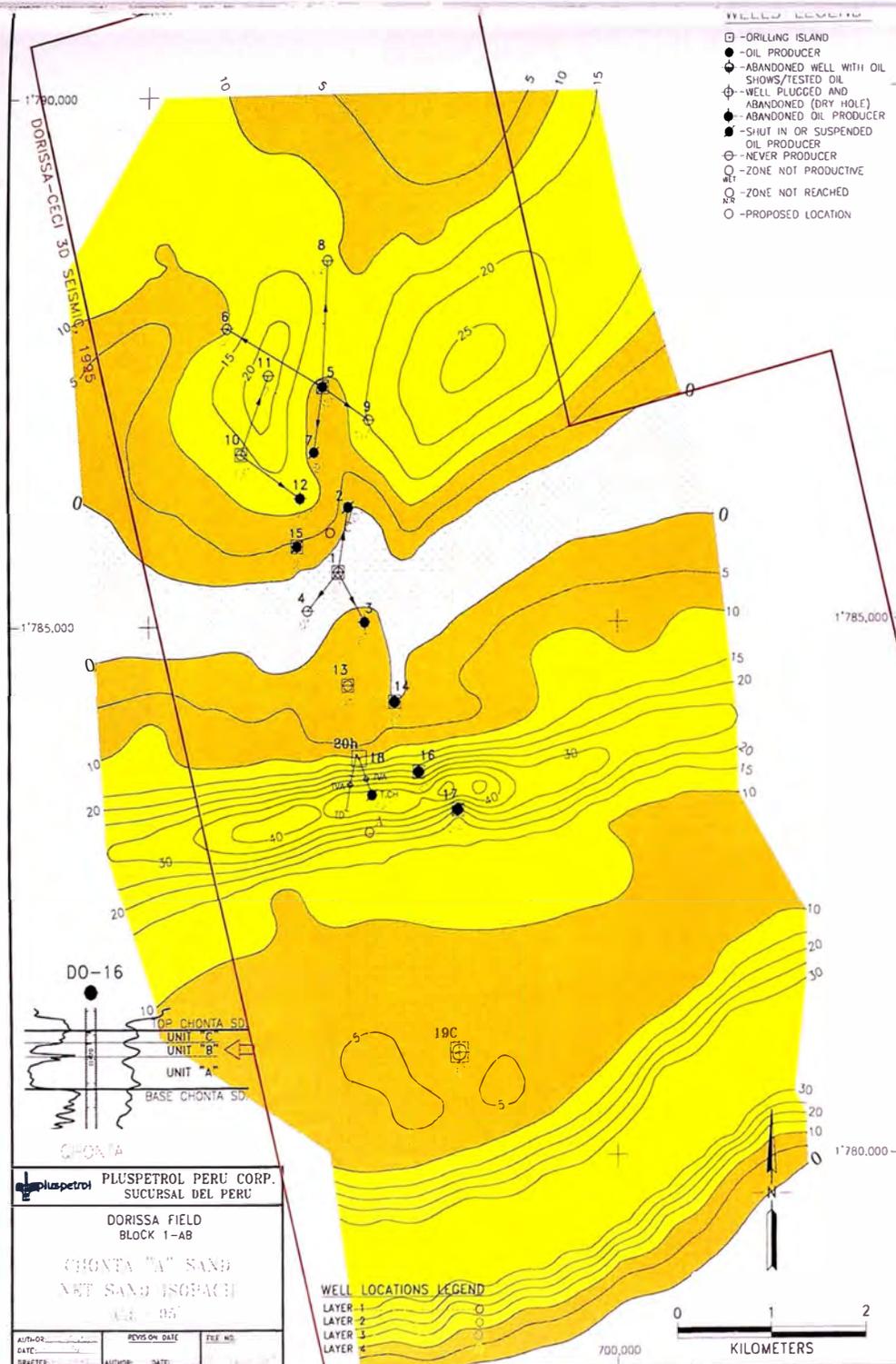


Fig. 7



SECCION ESTRUCTURAL (N-S) DEL RESERVOIRIO CHONTA

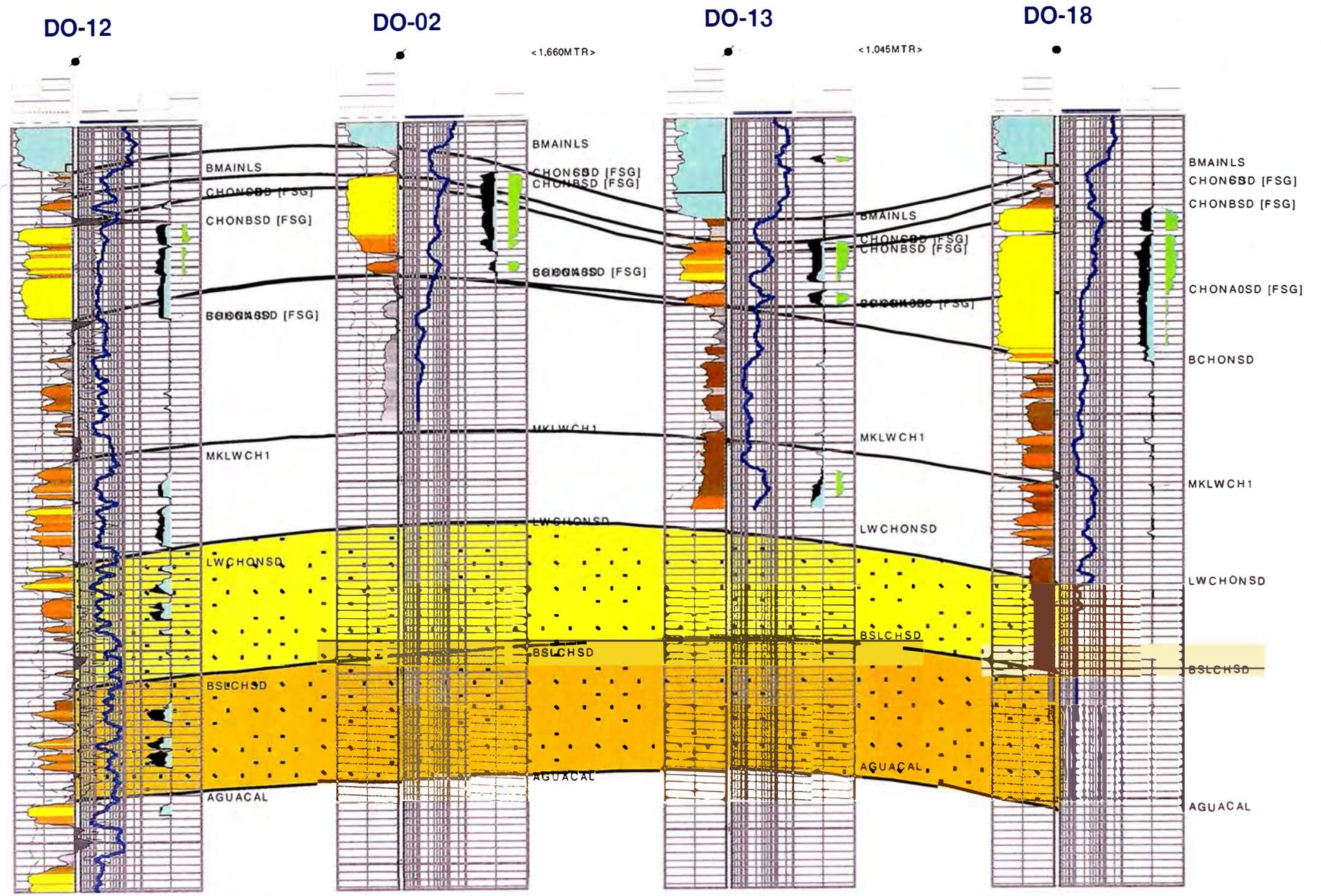


Fig. 9

DOCHOLAS/DOCHOLAB/C SAND/Structure Tops
(mts.)

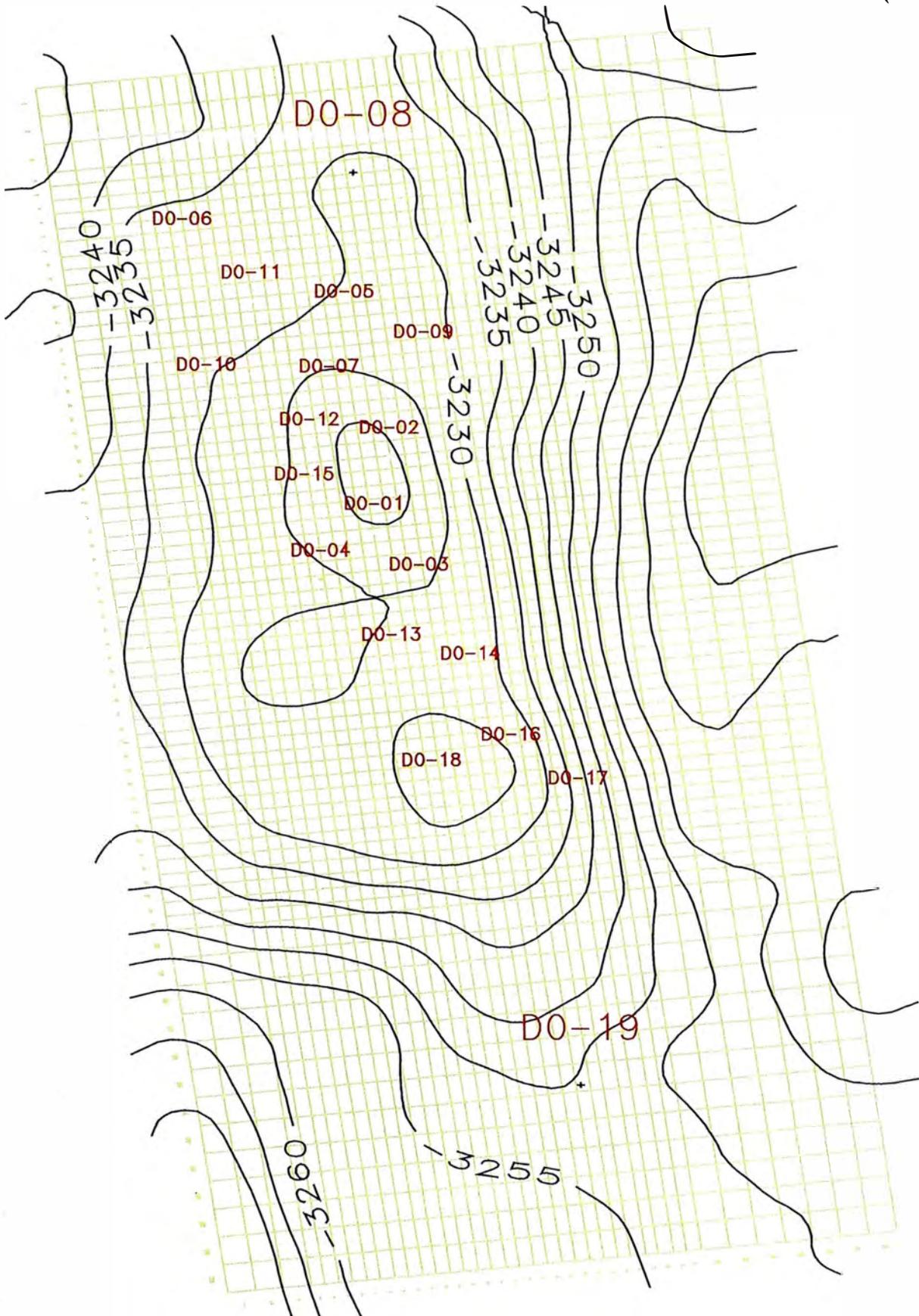
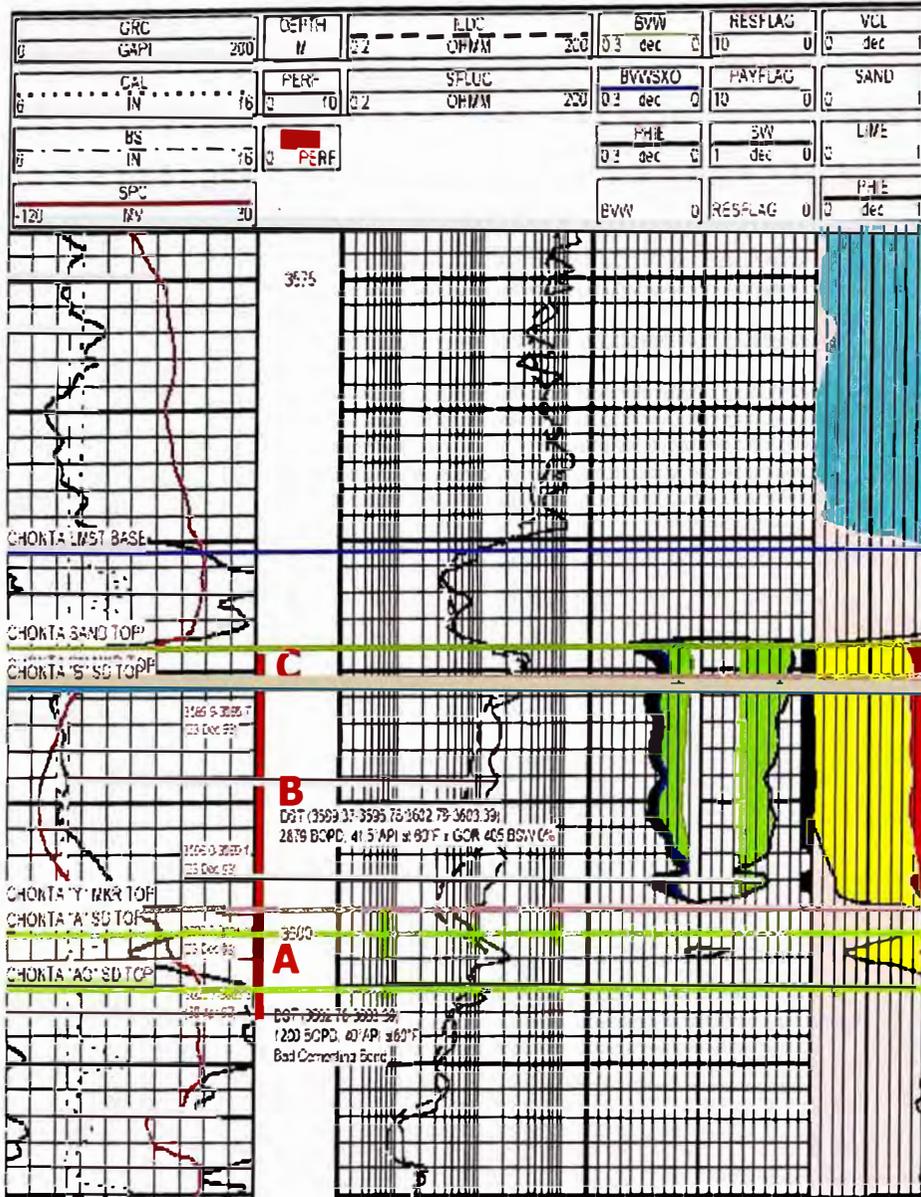


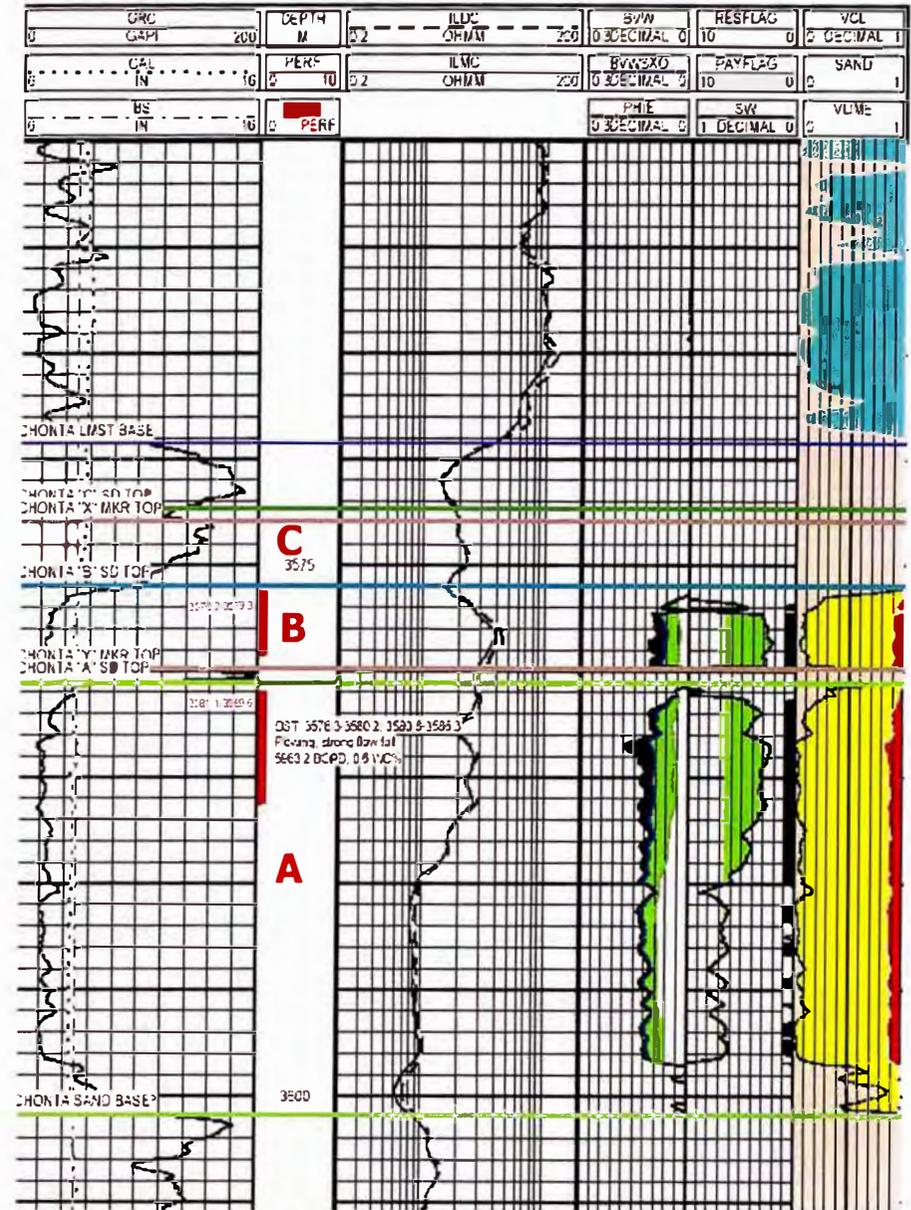
Fig.10

DEFINICION DE CAPAS

WELL 02 - CHONTA RESERVOIR

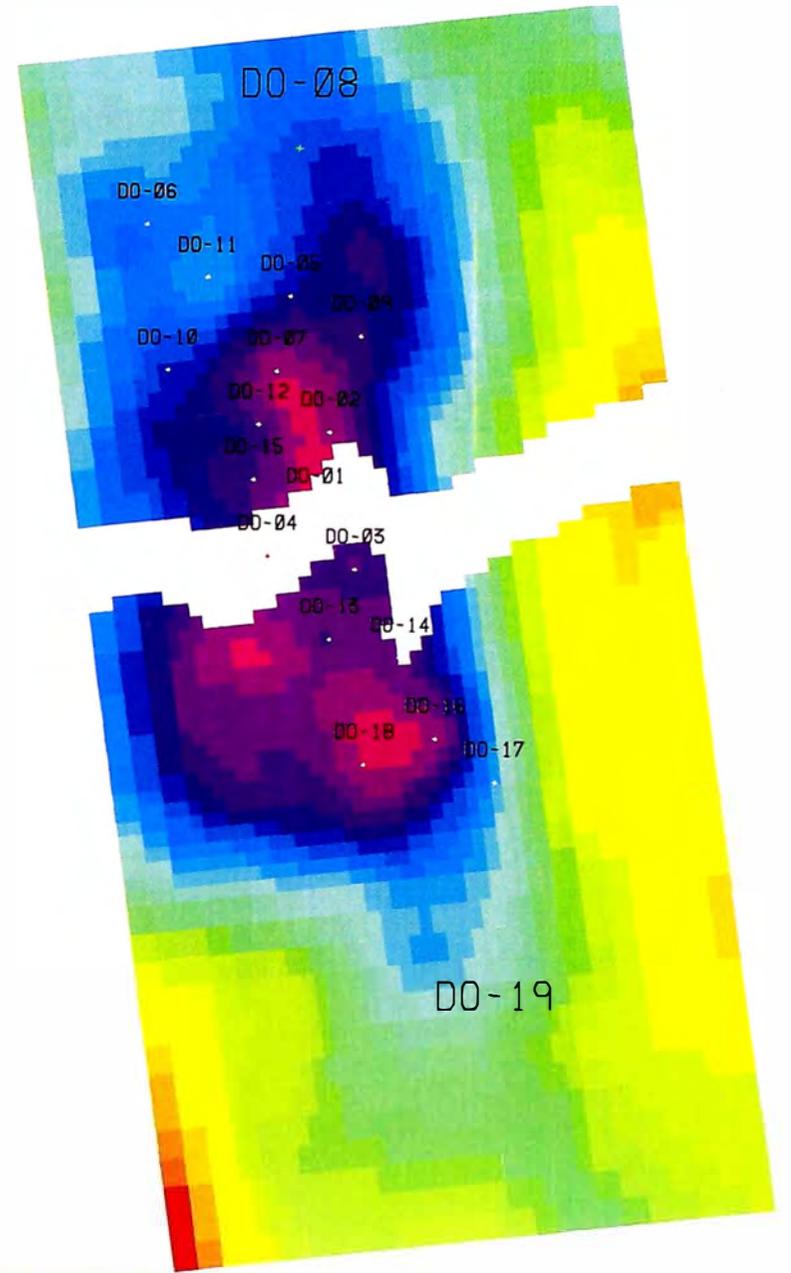
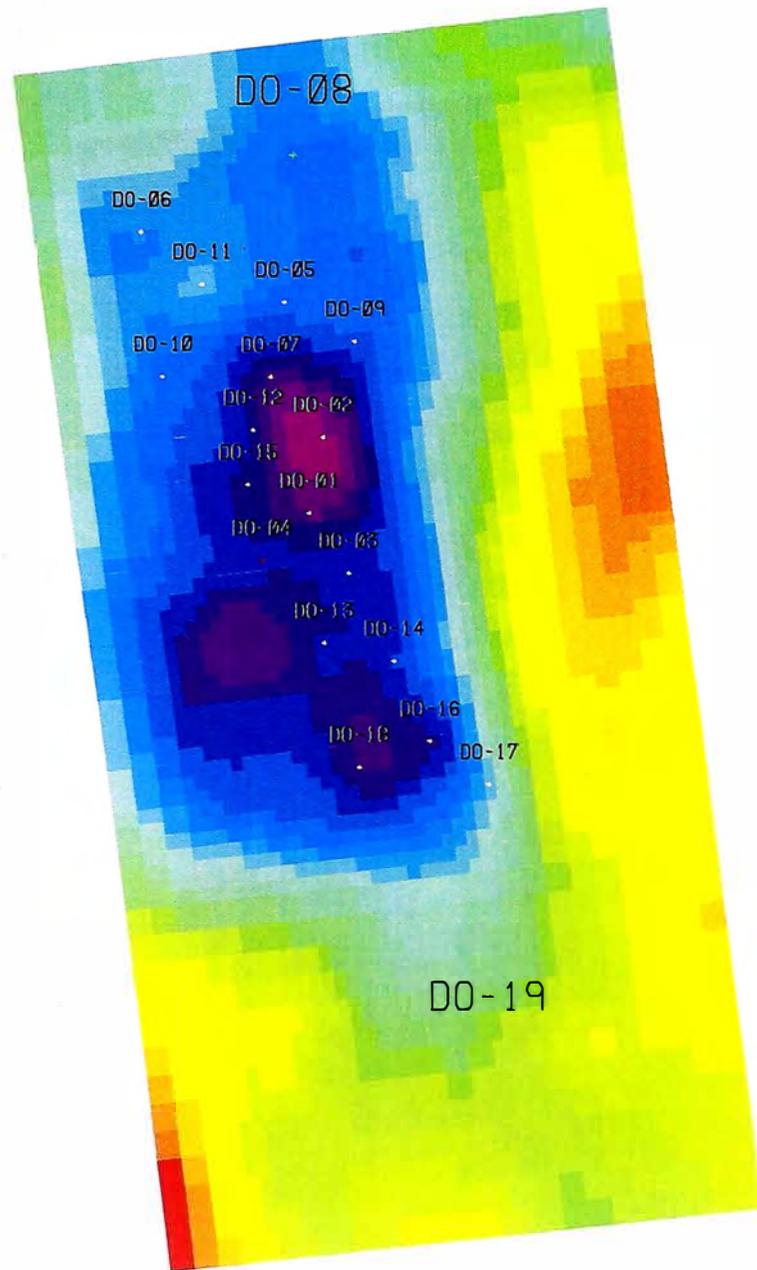


WELL 18 - CHONTA RESERVOIR



DOCHOLAS/B SAND/Structure Tops

DOCHOLAS/A SAND/Structure Tops



metros



-3232.6 -3240.5 -3248.3 -3256. -3263.7 -3271.5 -3279.2

Fig. 12

DOCHOLAS/ :B SAND/Water Saturation(FRACTION)/FEB 1, 1980

DOCHOLAS/ :A SAND/Water Saturation(FRACTION)/FEB 1, 1980

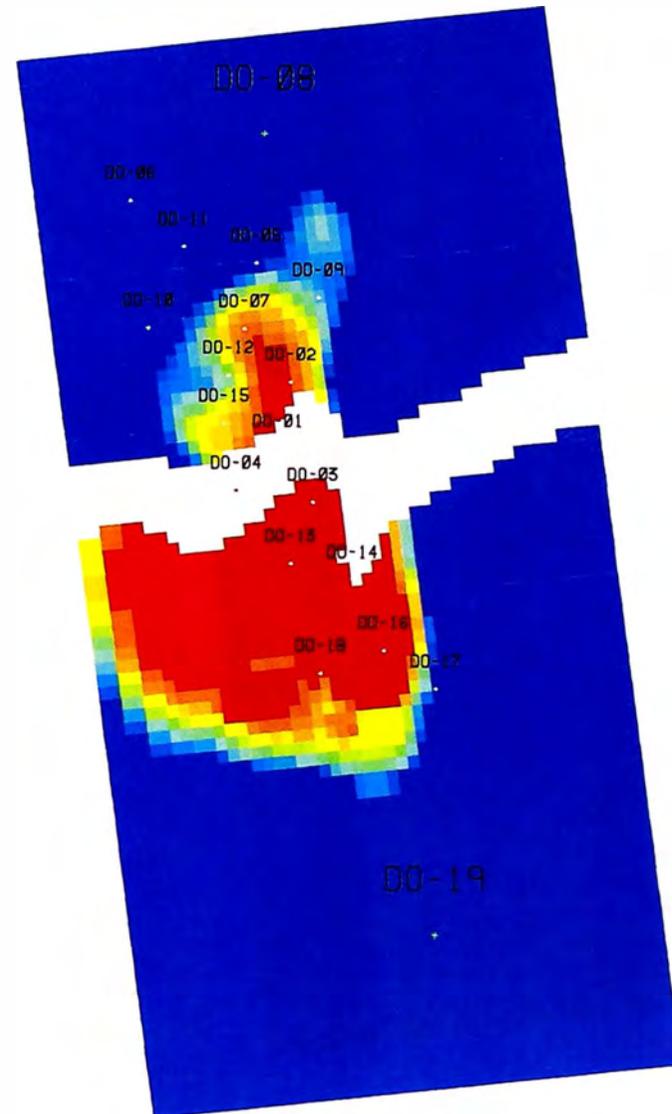
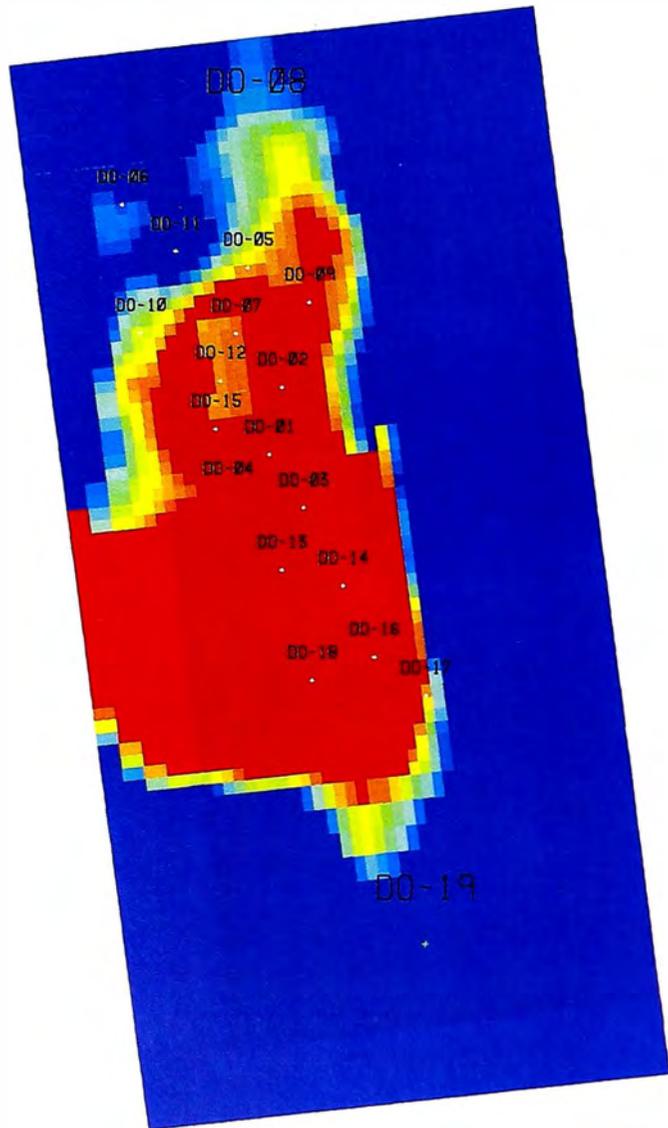
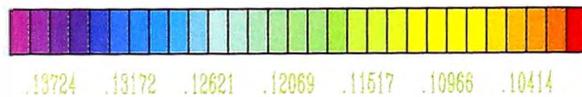
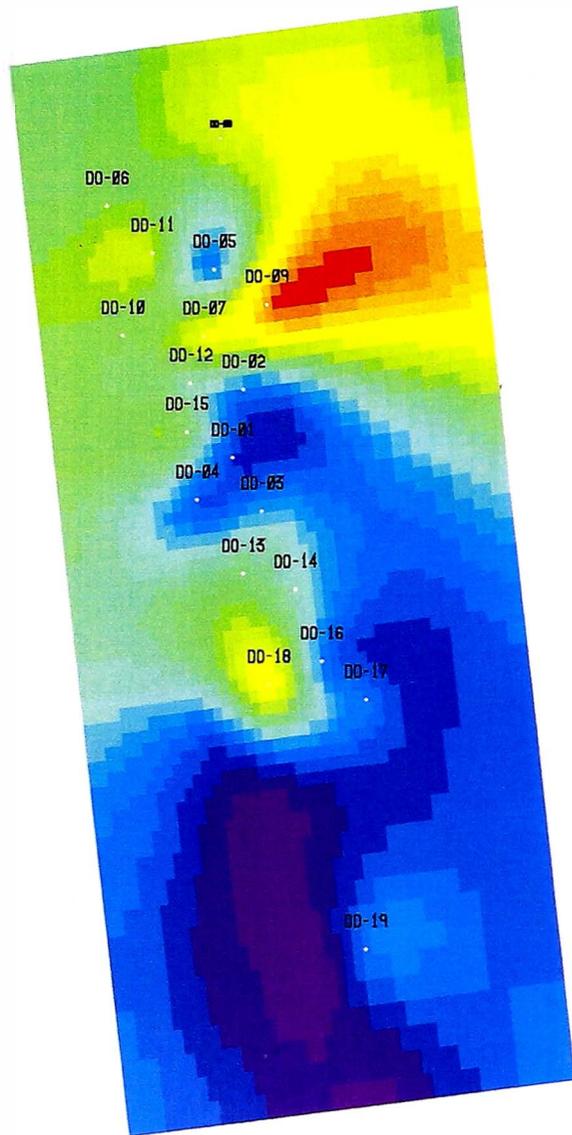


Fig. 13

Dorissa CHONTA/B SAND/Porosity(FRACTION)



Dorissa CHONTA/A SAND/Porosity(FRACTION)

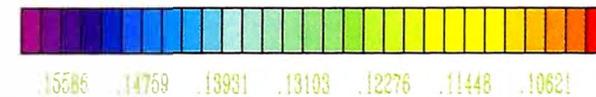
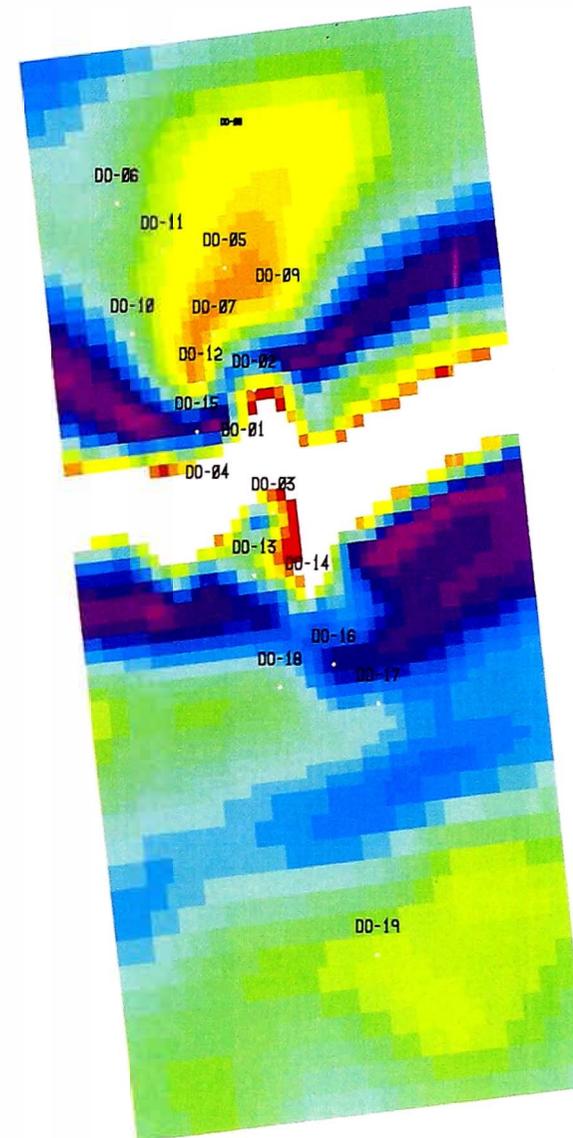
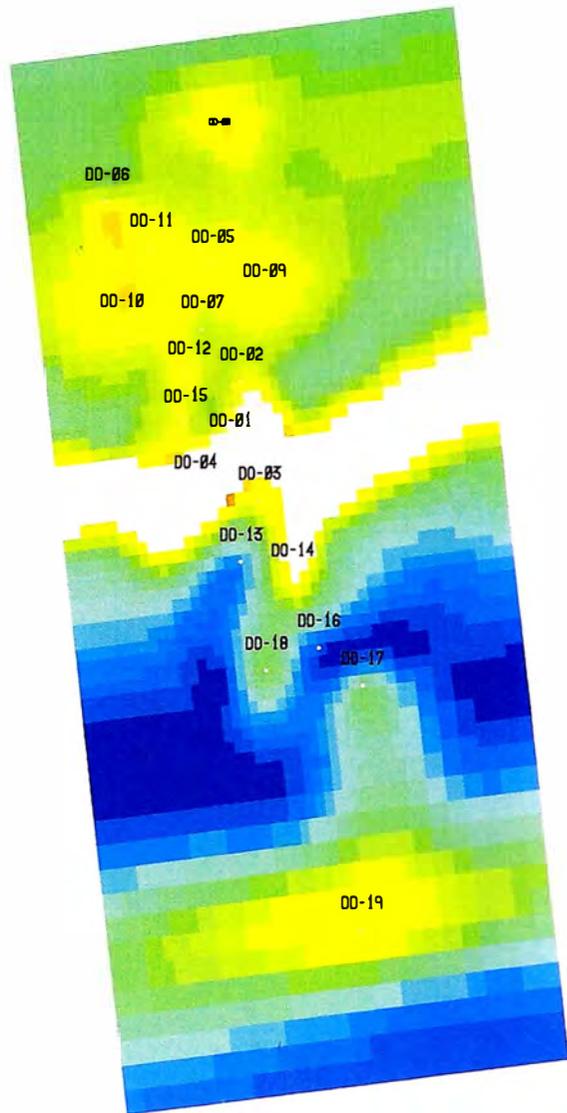


Fig. 14

Dorissa CHONTA/A SAND/X(R)-Permeability(MD)



Dorissa CHONTA/B SAND/X(R)-Permeability(MD)

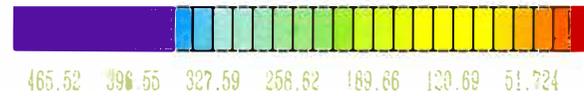
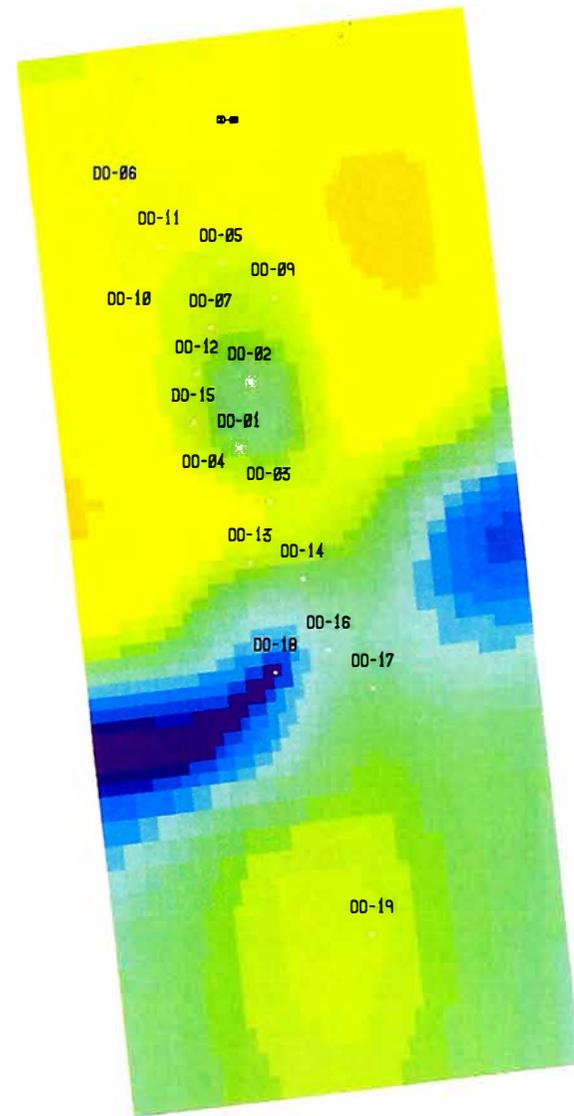


Fig. 15

Dorissa CHONTA/B SAND/Vertical Net Thkn

Dorissa CHONTA/A SAND/Vertical Net Thkn

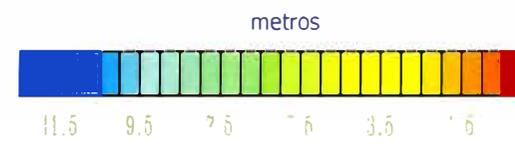
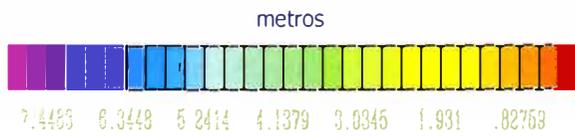
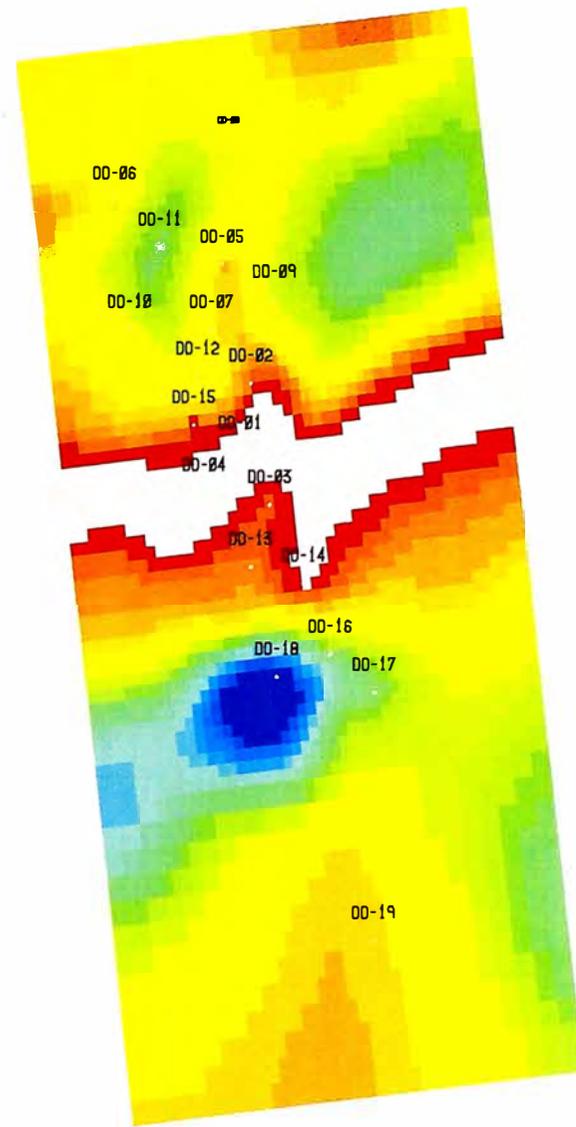
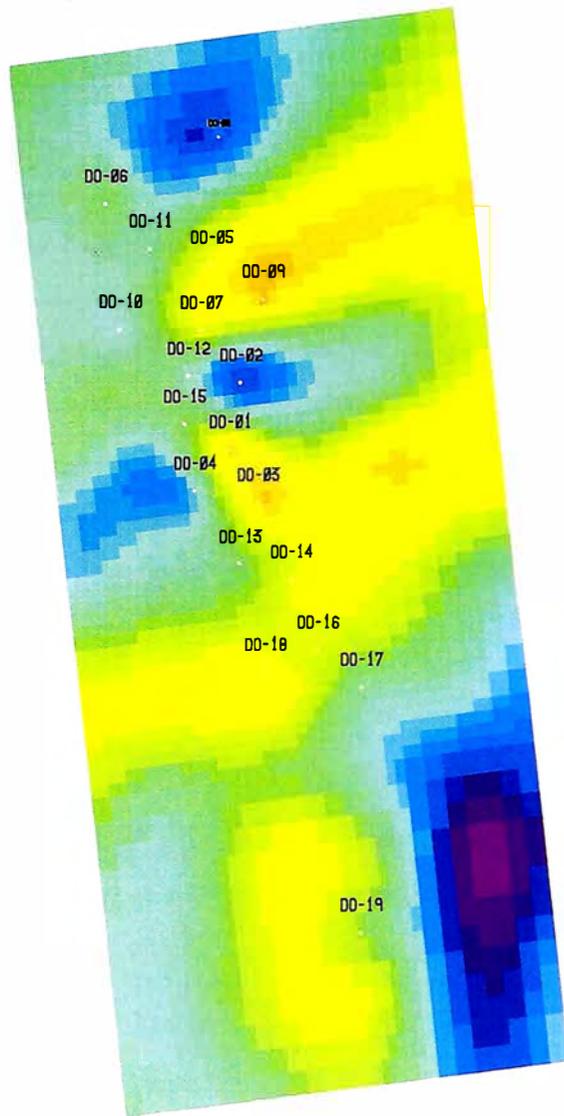
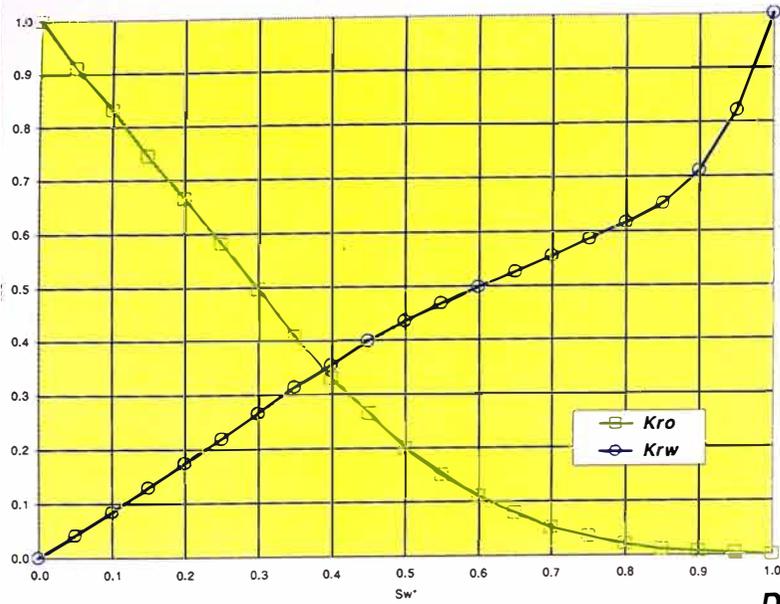


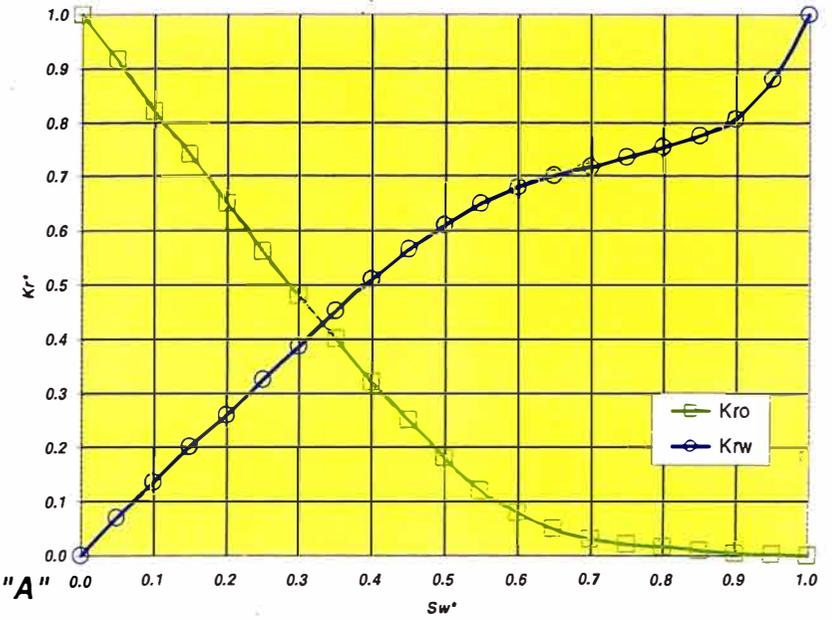
Fig. 16

DORISSA No.10 - CHONTA "B"
MUESTRA 30 NORMALIZADA

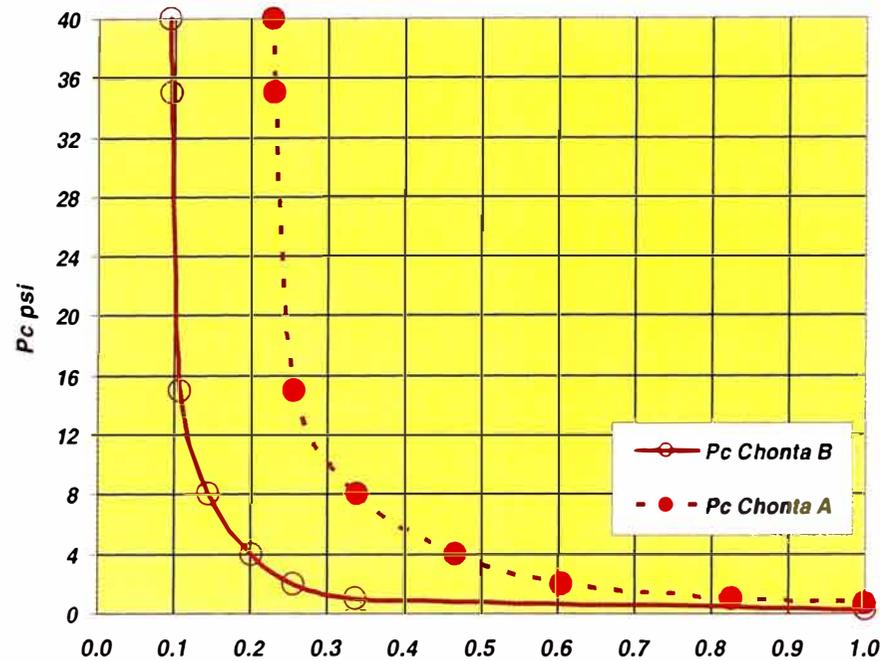


Propiedades de Roca

DORISSA No.6 - CHONTA "A"
MUESTRAS 49, 54, 55 & 59 NORMALIZADAS

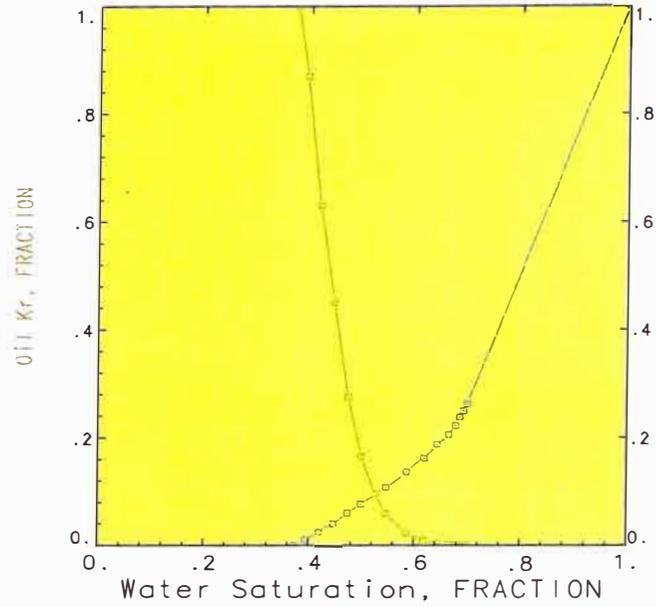


DORISSA No.10 - CHONTA "B" & "A"
MUESTRAS 30 & 52

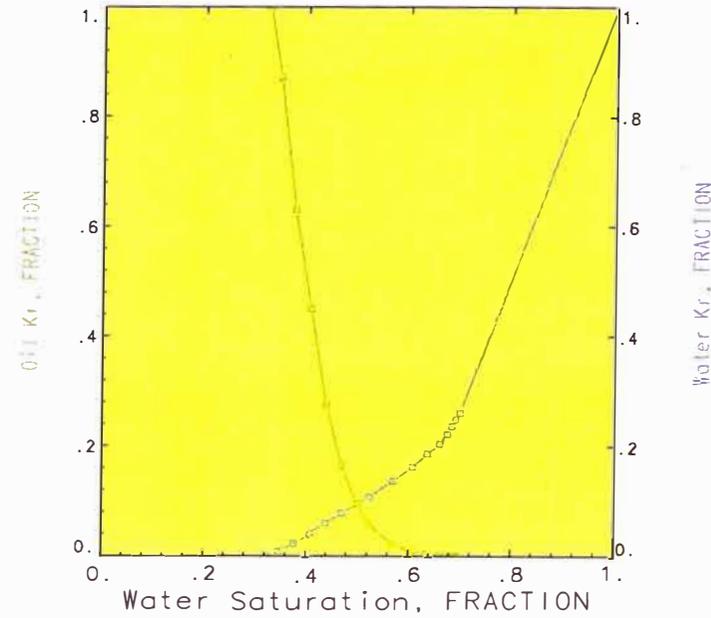


REGIONES DE ROCA (Kr)

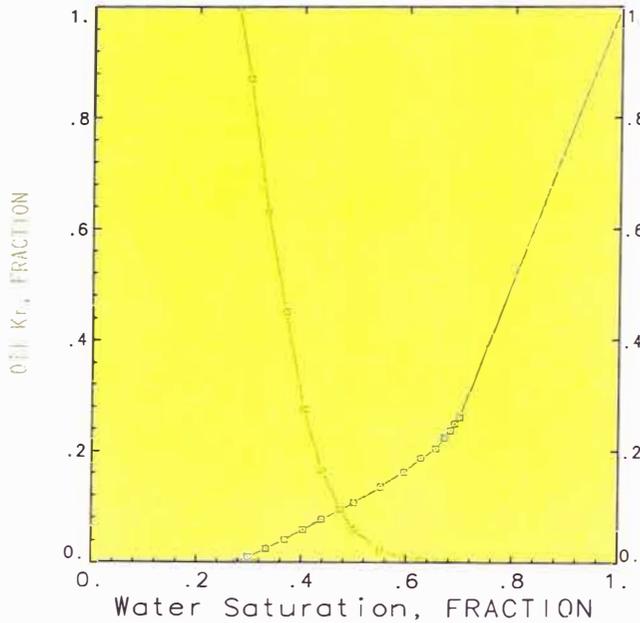
Water-Oil Relative Permeability
ROCK TABLE 1



Water-Oil Relative Permeability
ROCK TYPE 2



Water-Oil Relative Permeability
ROCK TYPE 3



Water-Oil Relative Permeability
ROCK TYPE 4

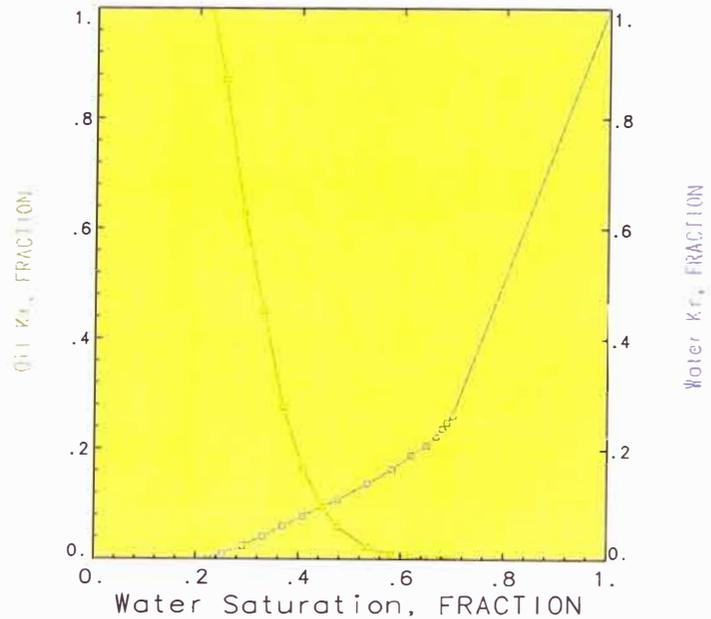
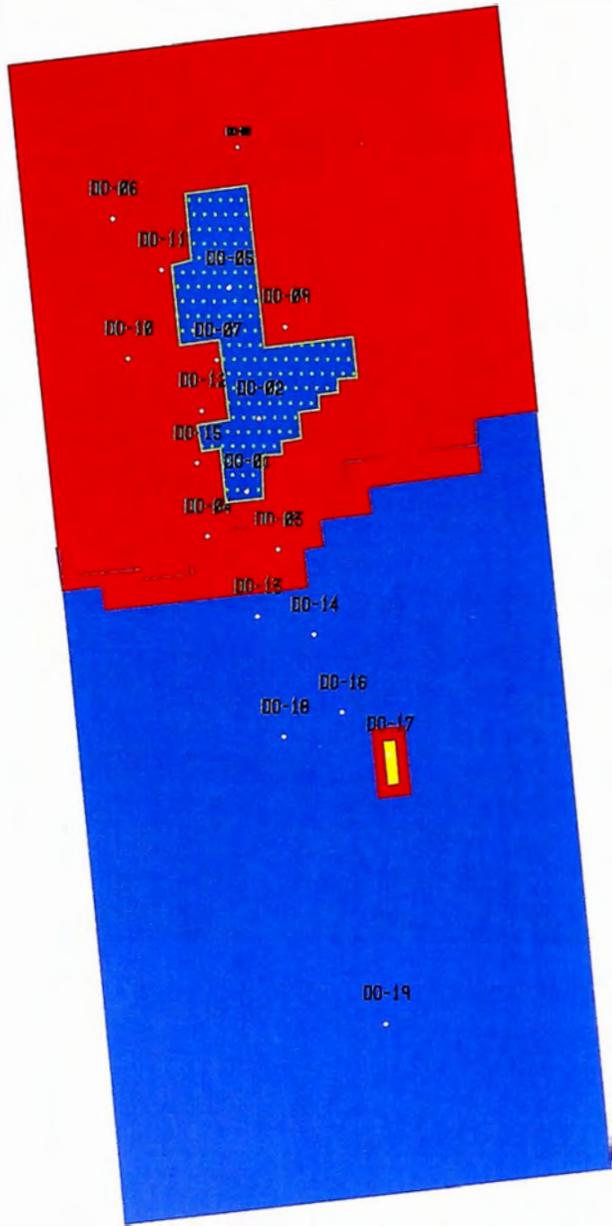


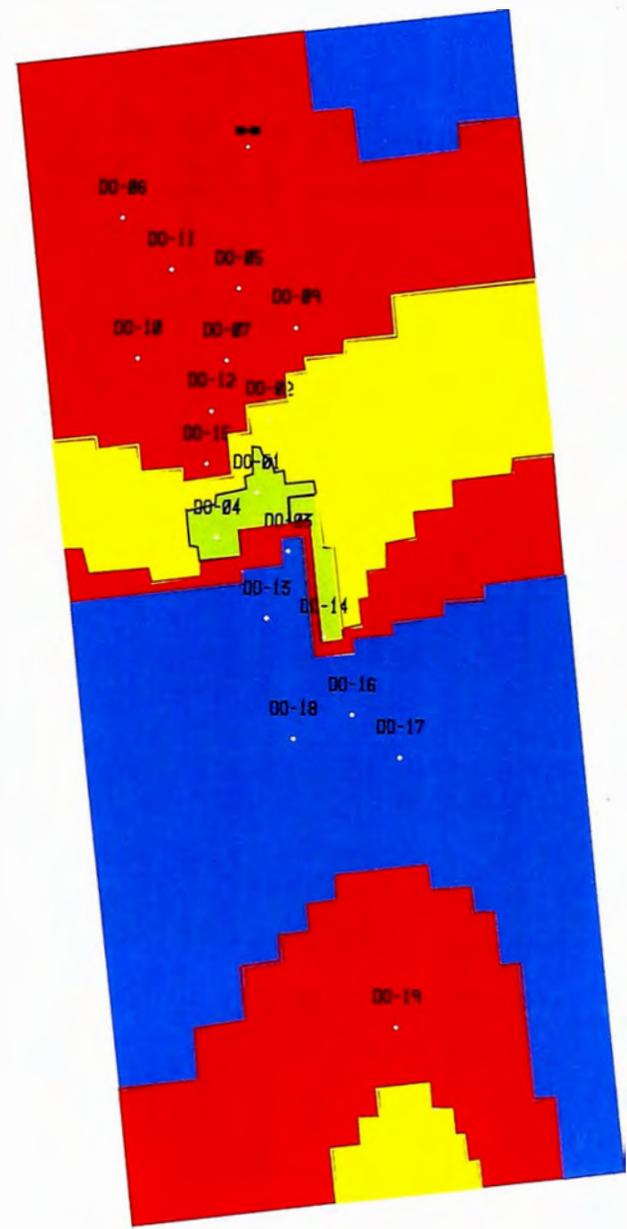
Fig. 18

REGIONES DE ROCA

Chonta B



Chonta A



-  1
-  2
-  3
-  4

Fig. 19

REGIONES DE ROCA (Pc)

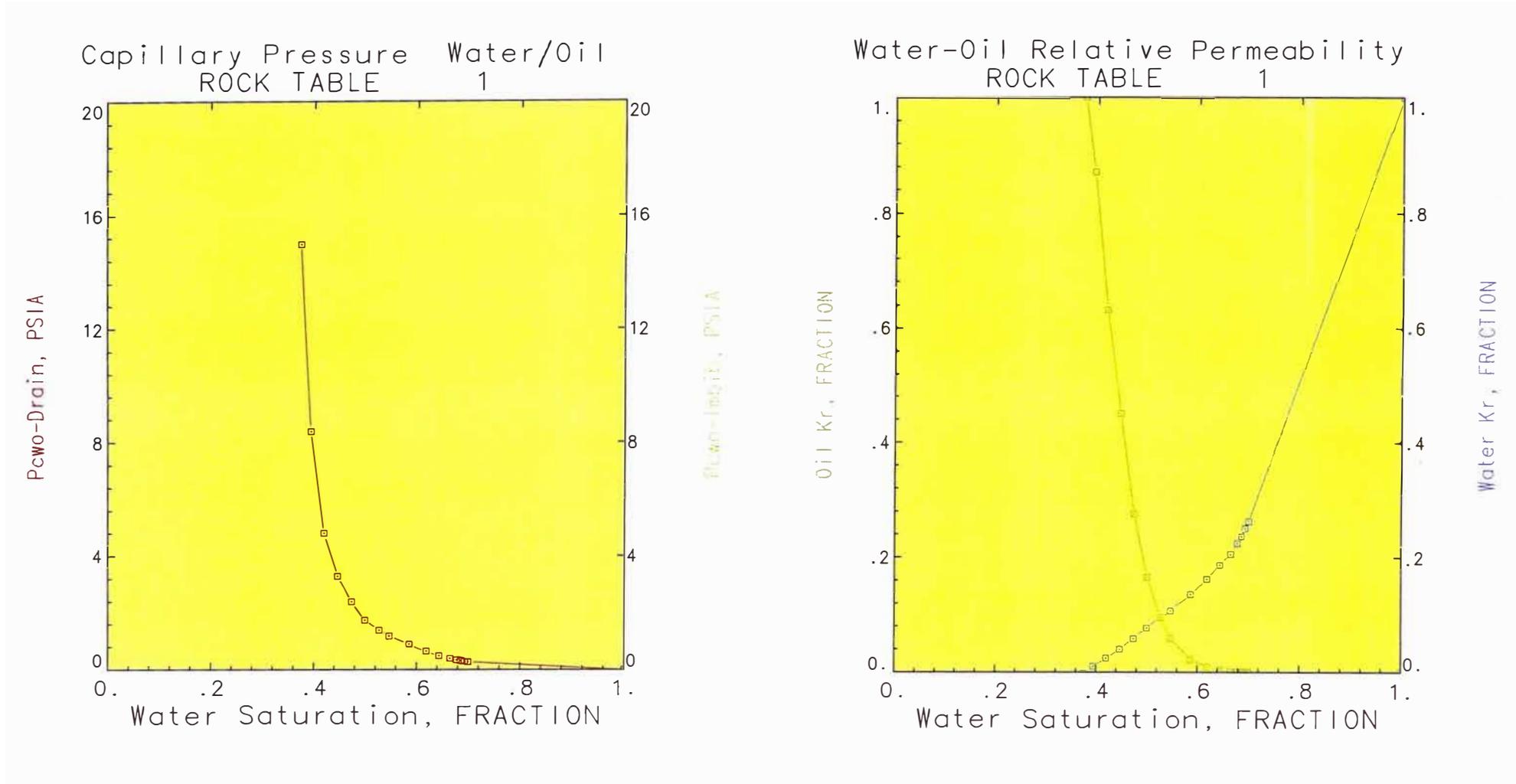


Fig. 20

Propiedades de Fluidos PVT

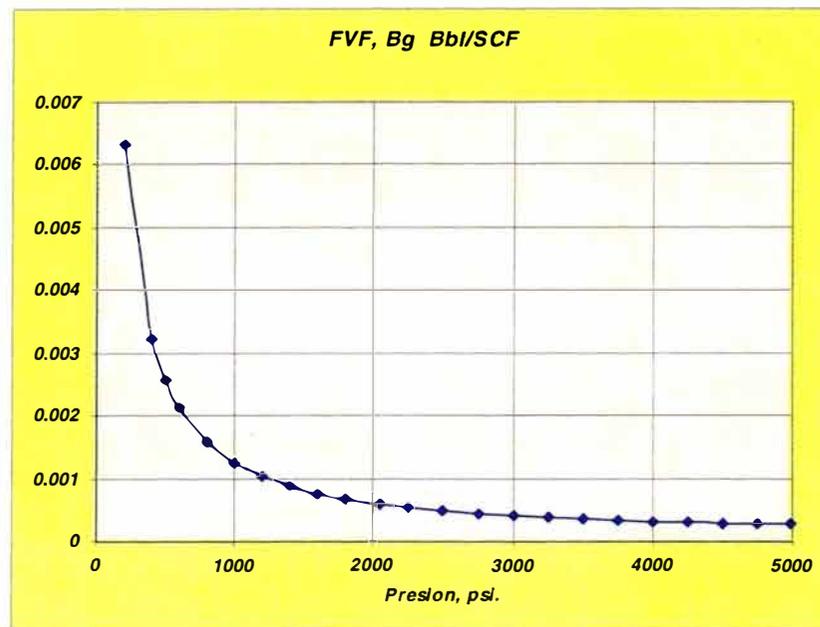
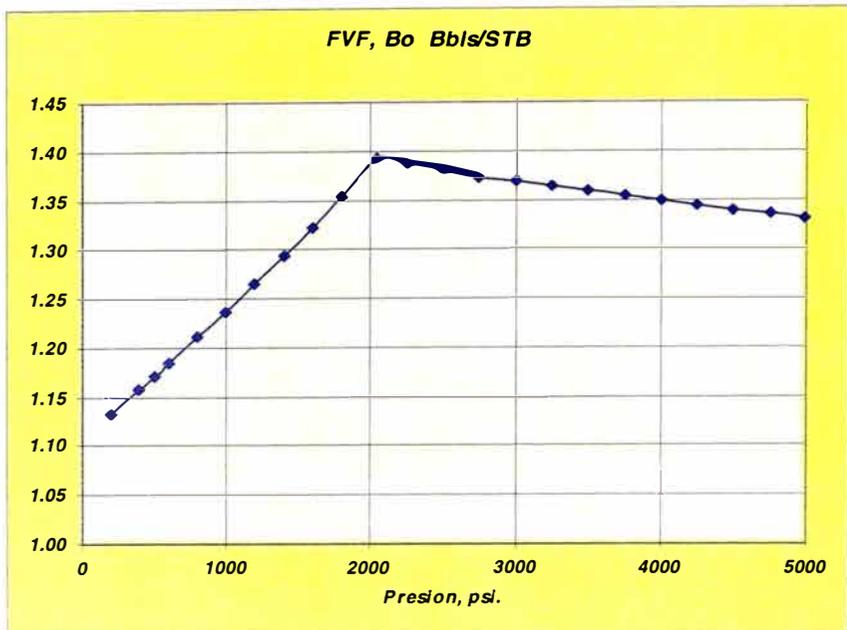
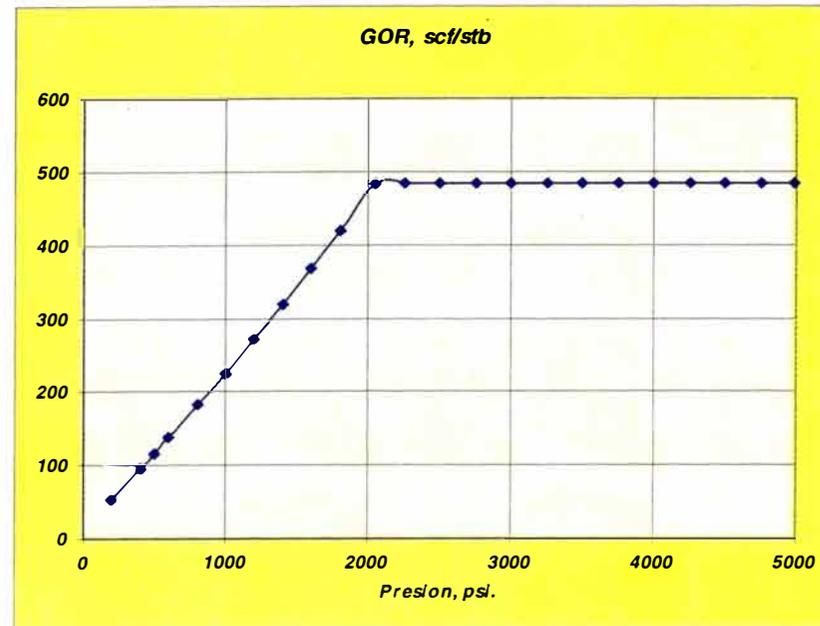
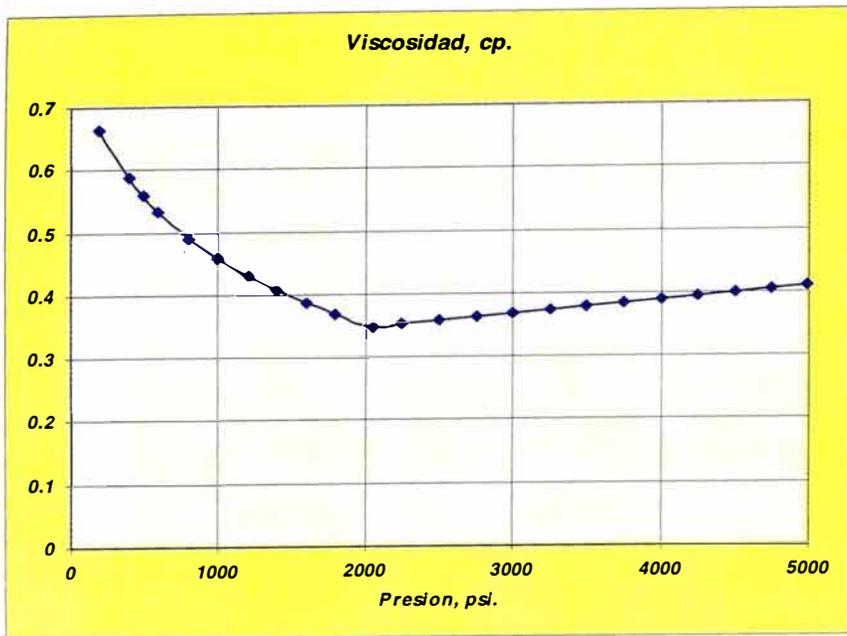


Fig. 21

DORISSA CHONTA

Historia de Produccion

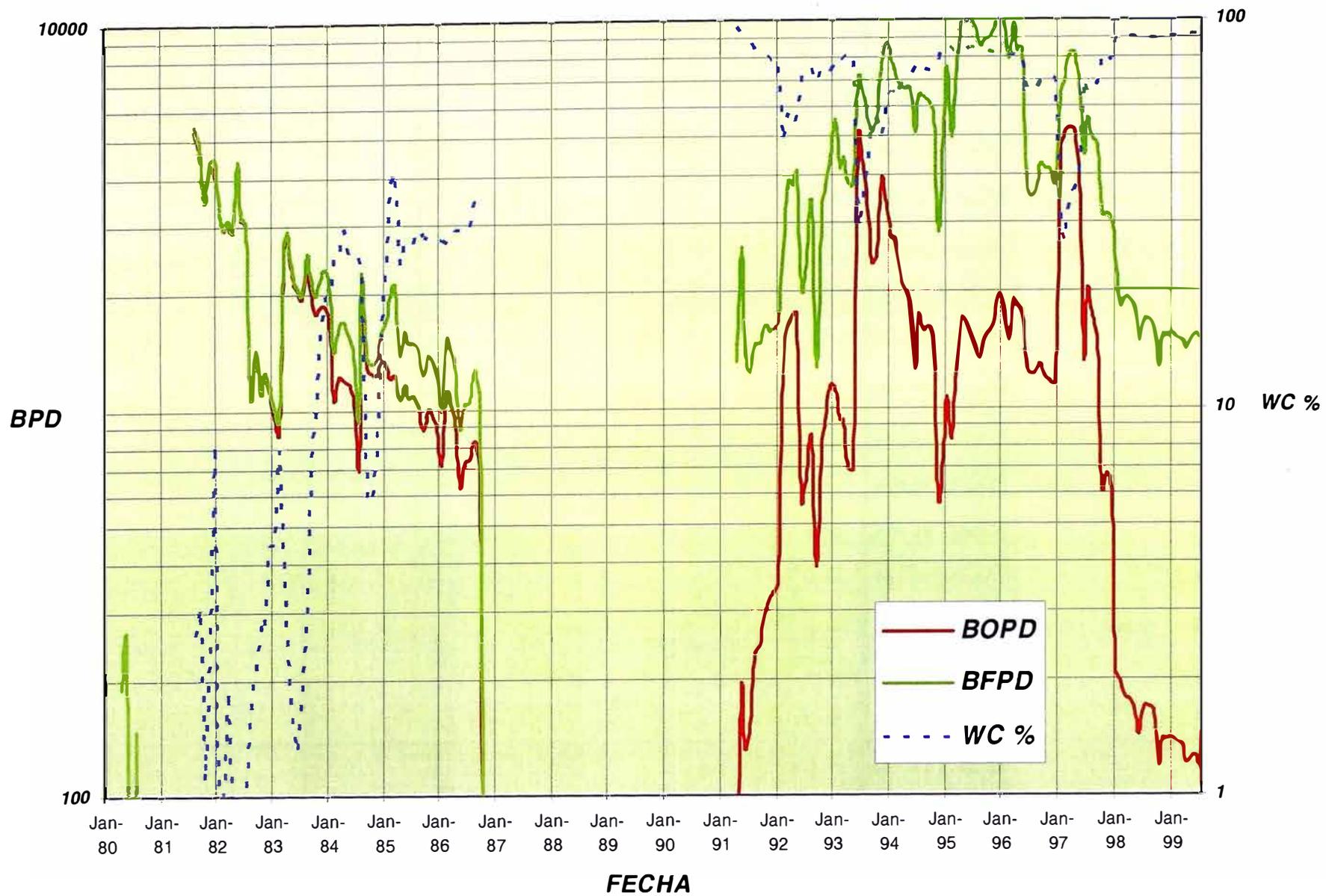


Fig. 22

CHONTA - PERIODOS DE PRODUCCION x POZO										
Pozo	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3		Periodo 4		Periodo 5	
Ch-01	Non Producer									
Ch-02	Feb-80	Ago-80	Sep-81	Sep-82	Abr-83	Mar-85	Mar-91	May-94	Nov-94	Jul-95
Ch-05	Nov-81	Feb-82								
Ch-07	Nov-80	Nov-80	May-81	May-81	Sep-81	Mar-83				
Ch-12	Sep-84	Oct-86								
Ch-14	Feb-92	Mar-01								
Ch-15	May-92	Ene-98	Ene-00	Mar-01						
Ch-16	Jul-93	Mar-01								
Ch-17	Ene-94	Jun-94								
Ch-18	Ene-97	Nov-97								

VIVIAN - PERIODOS DE PRODUCCION x POZO						
Pozo	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3	
V-01	Jun-79	Mar-01				
V-02	Jun-79	Dic-89	Jun-94	Jul-95		
V-03	Jun-79	Sep-98	Jun-00	Mar-01		
V-04	Ene-80	Feb-88	Ago-88	Jun-89		
V-05	Jun-80	Mar-01				
V-06	Jun-80	Sep-80	May-82	May-87		
V-07	Dic-80	May-98	Abr-00	Mar-01		
V-08	Jun-81	Jul-85				
V-09	Feb-81	Feb-87				
V-10	Jun-81	Ago-82	Jun-84	Jun-84		
V-11	Jun-81	Sep-82	Nov-83	Feb-87		
V-12	Ago-82	Sep-84	Feb-87	May-89	Ene-91	May-98
V-13	Ago-89	Mar-01				
V-14	Feb-92	Mar-01				MEZCLADO ChV
V-15	Jun-92	Ene-98	Jun-00	Mar-01		MEZCLADO ChV
V-16	Nov-94	Mar-01				MEZCLADO ChV
V-17	Ene-94	Mar-01				MEZCLADO ChV
Vb-18	Nov-97	Mar-01				
V-20H	Sep-97	Sep-00	Feb-01	Mar-01		

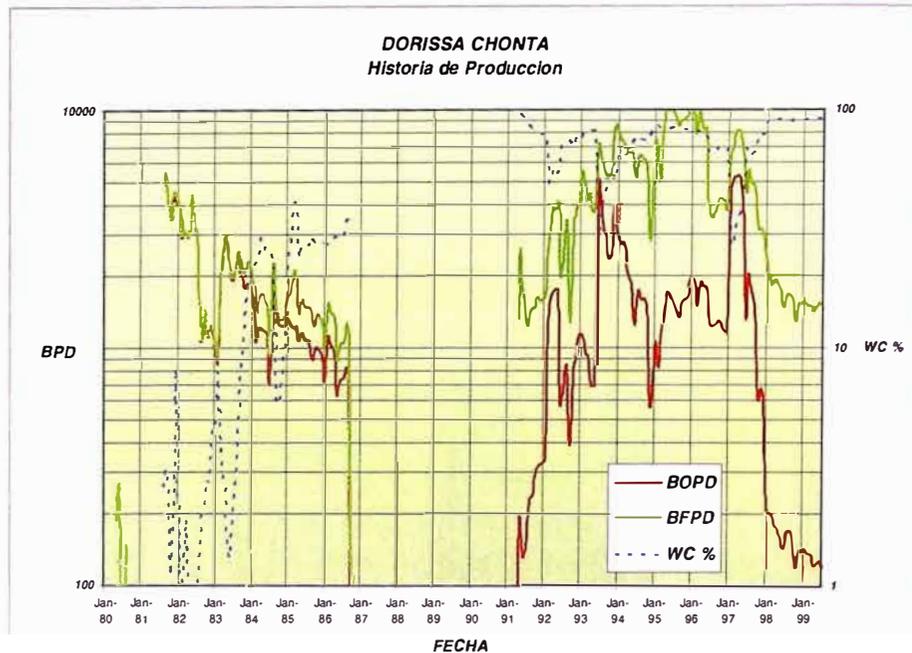


Fig. 23

Dorissa

API y Salinidad de Agua de Fm.

	°API	ppm Cl-
Chonta	40	130 M
Vivian	35	98 M

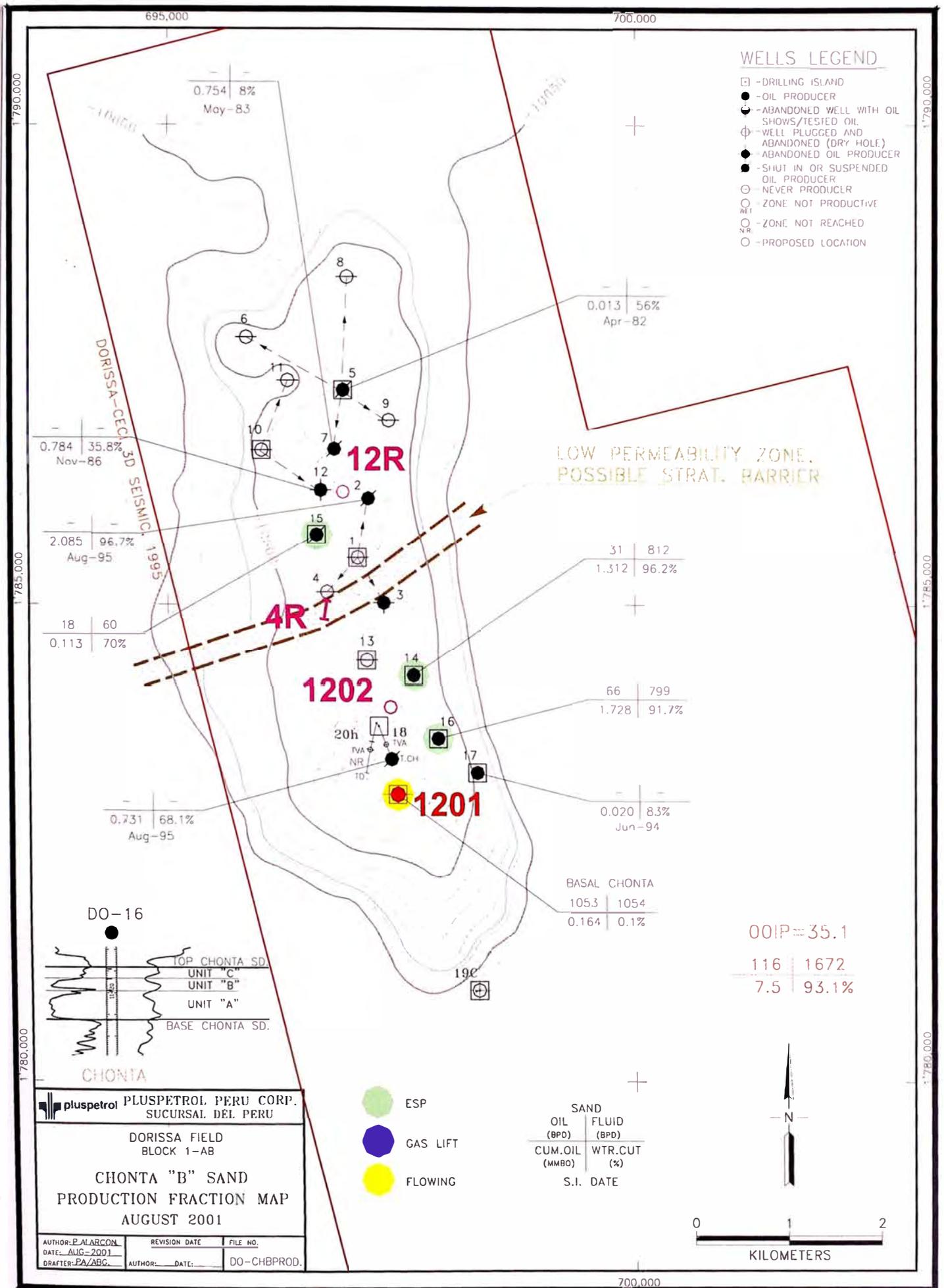


Fig.24

DISTRIBUCION DE ACUMULADOS (MBO)

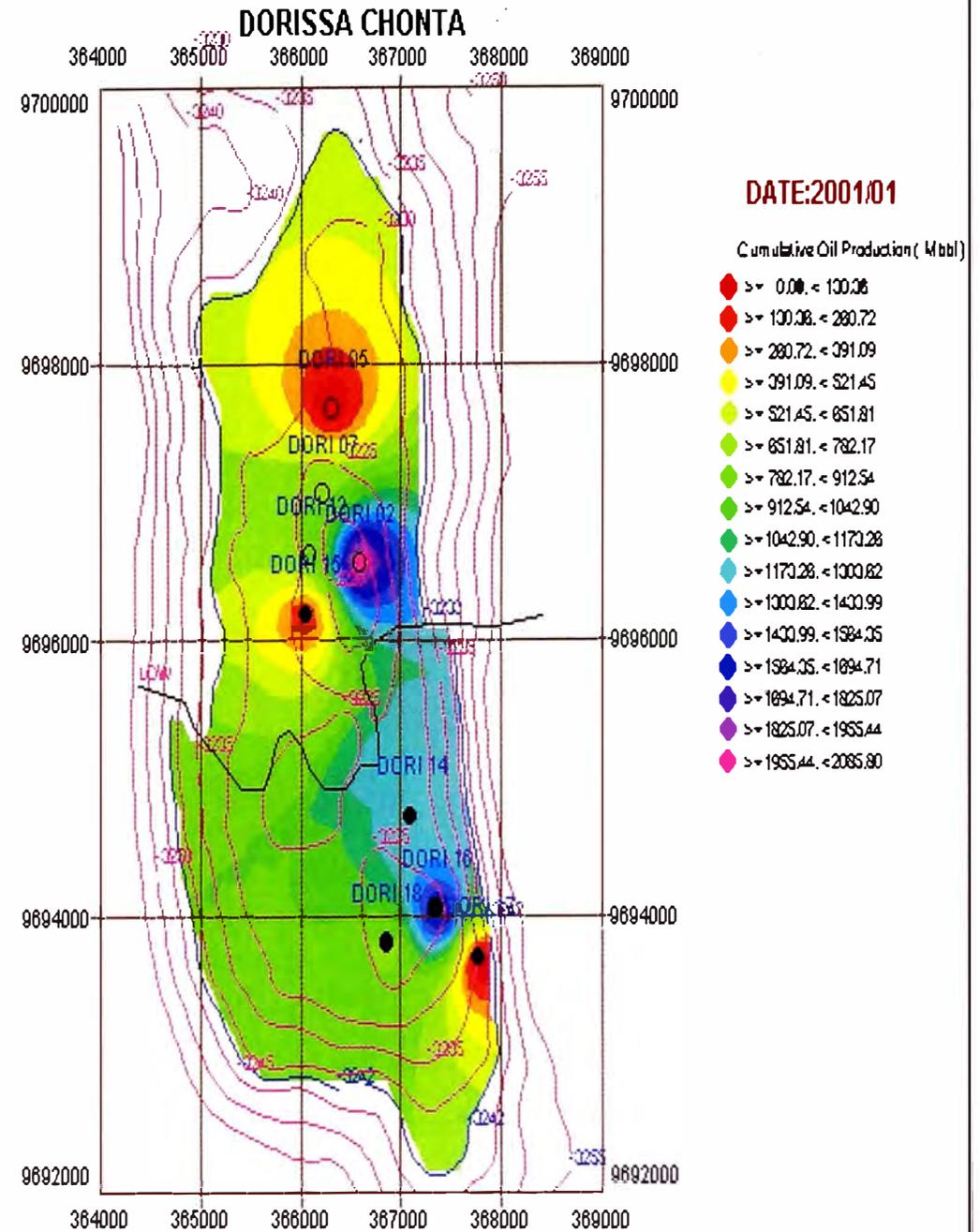
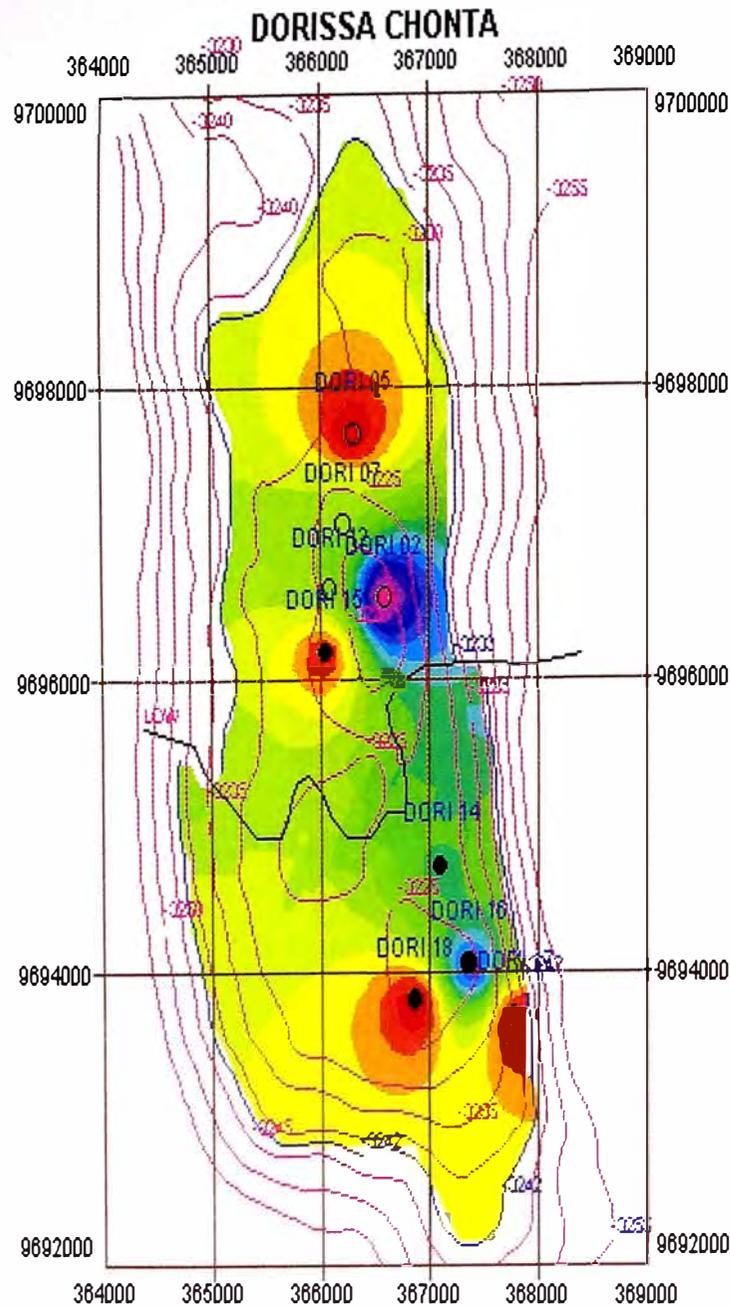


Fig. 25

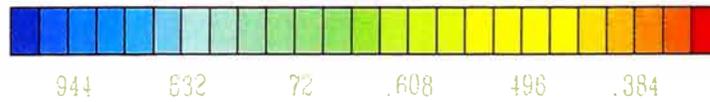
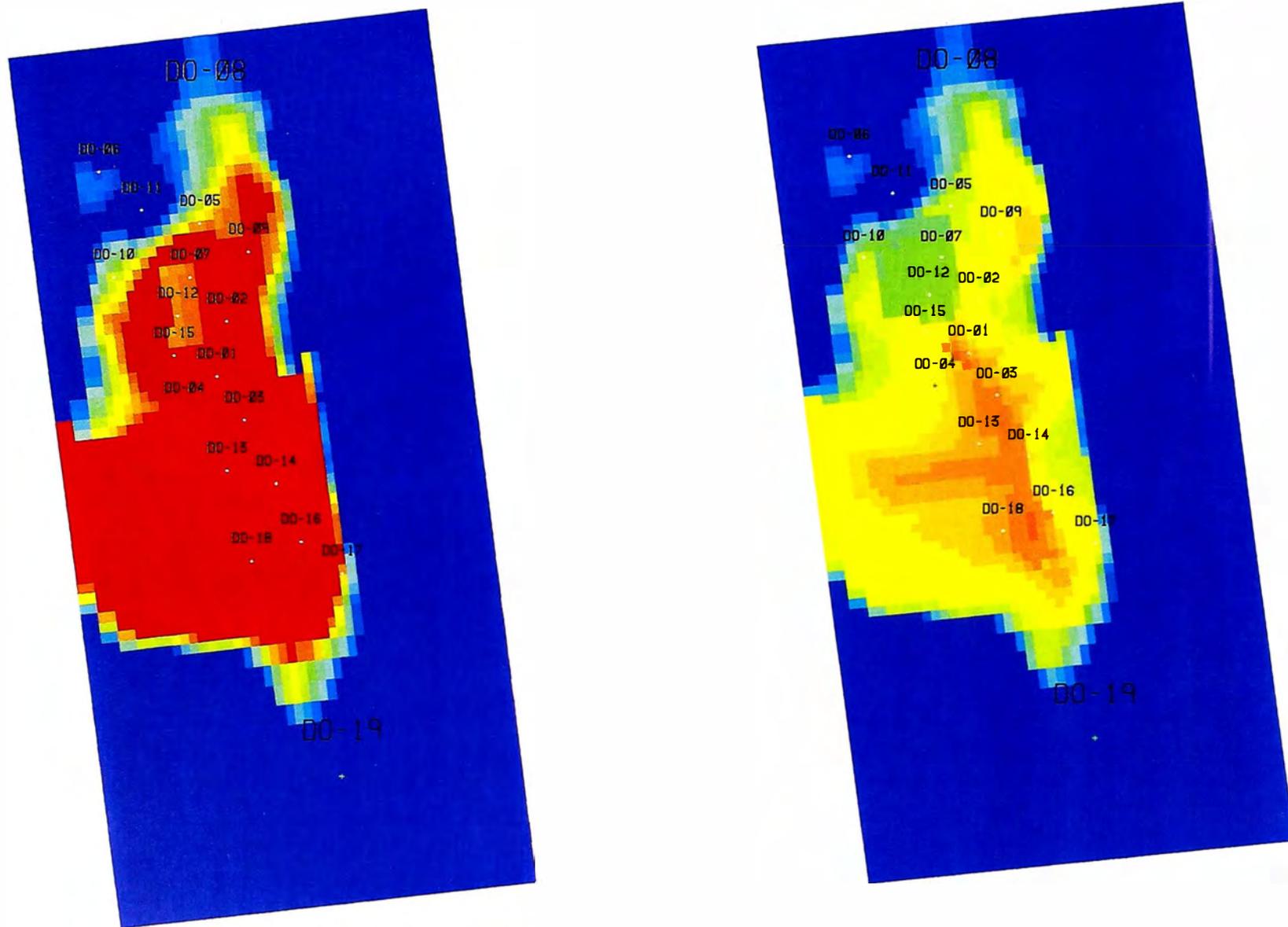


Fig. 26

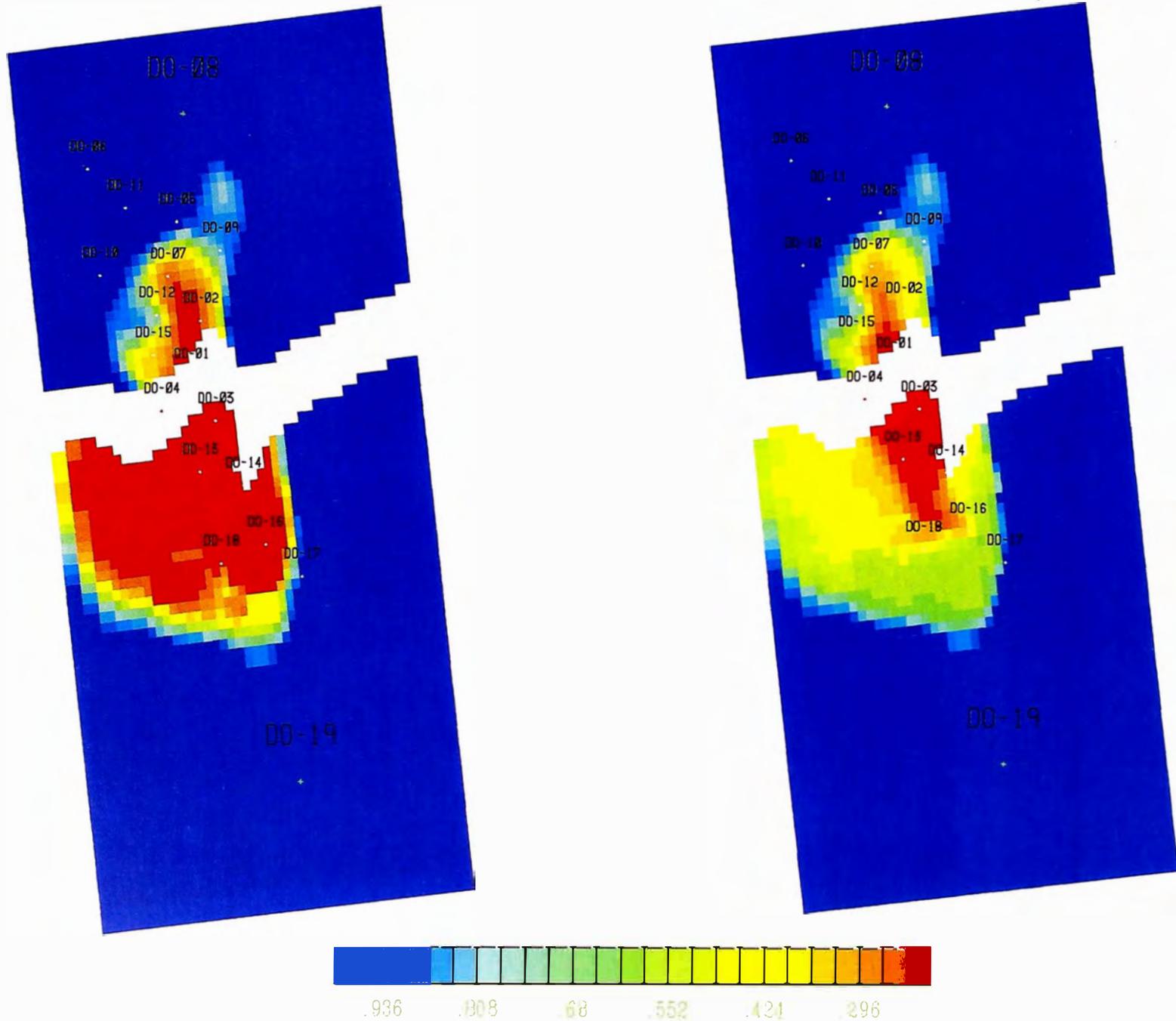


Fig. 27

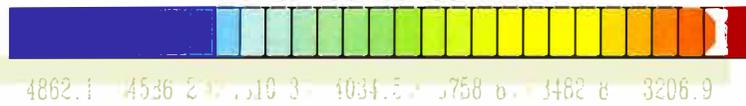
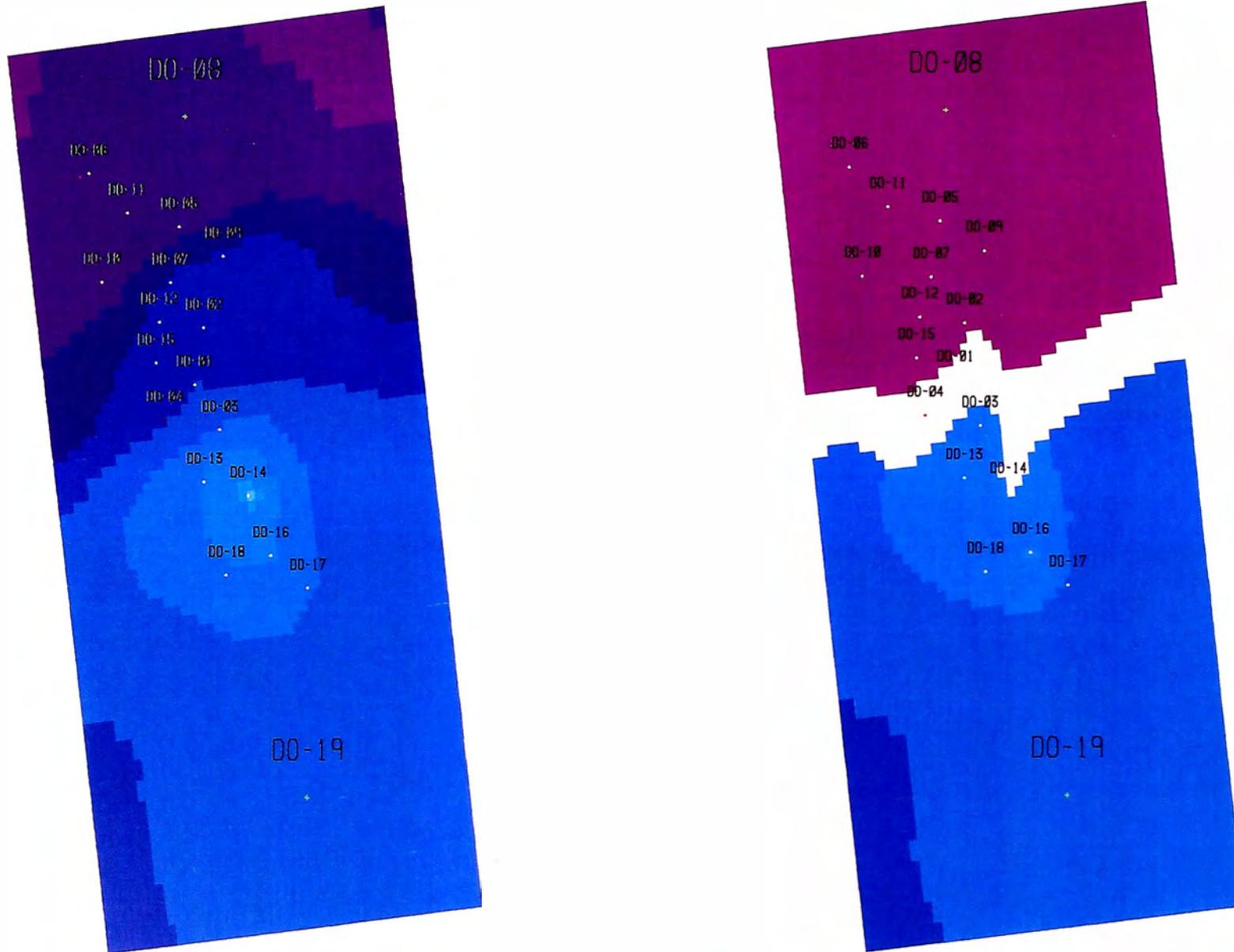


Fig. 28

AJUSTE DE HISTORIA

Pozos del Norte

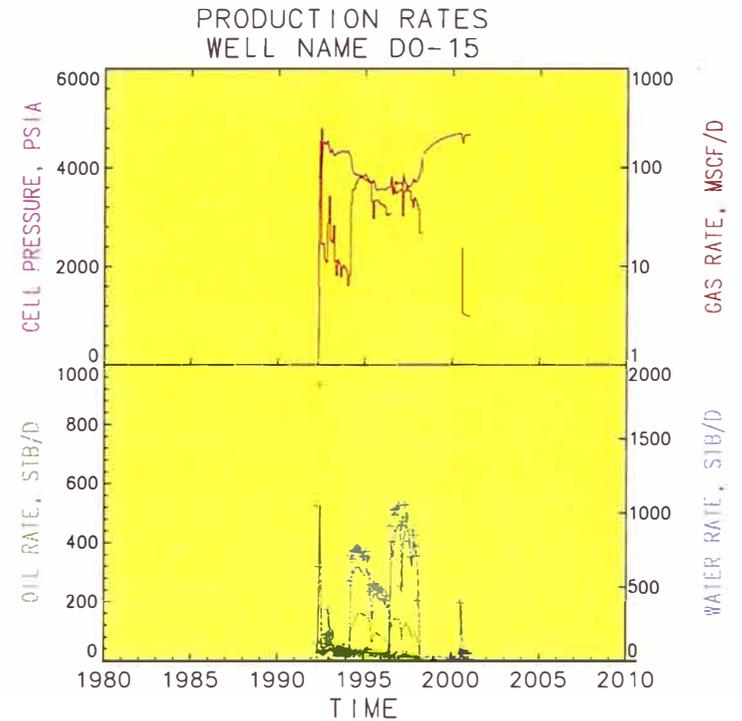
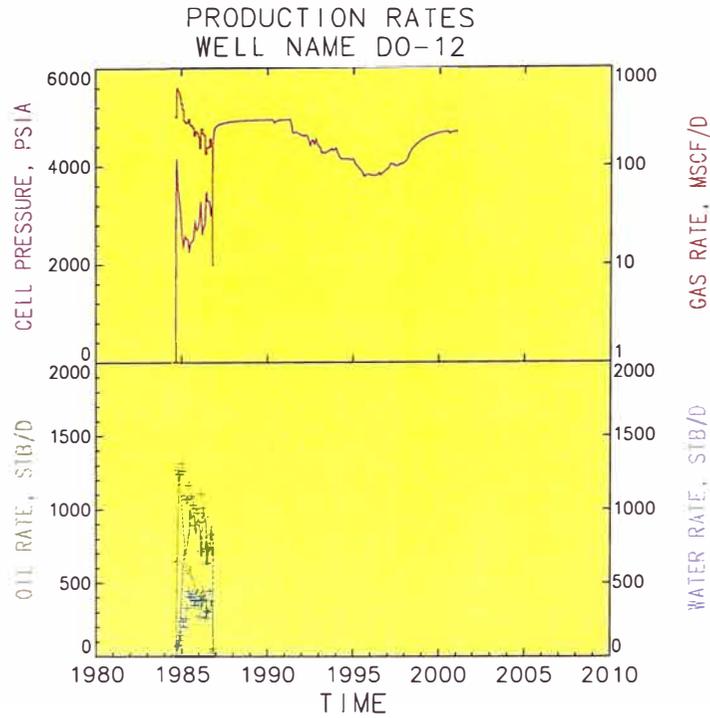
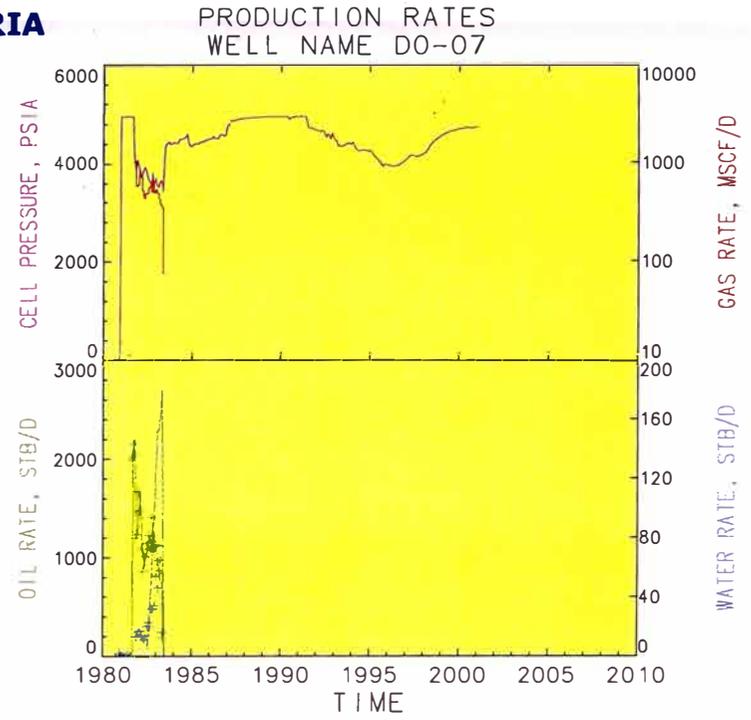
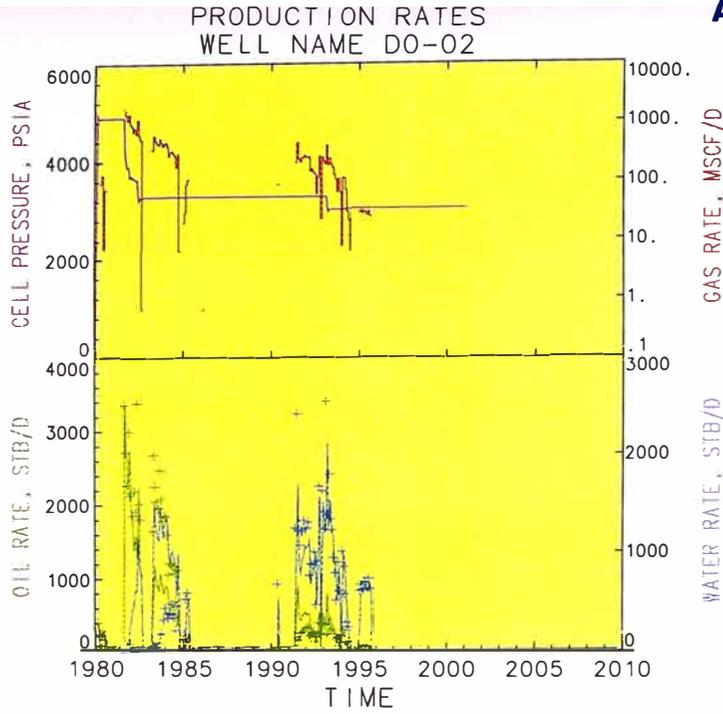


Fig. 29

AJUSTE DE HISTORIA

Pozos del Sur

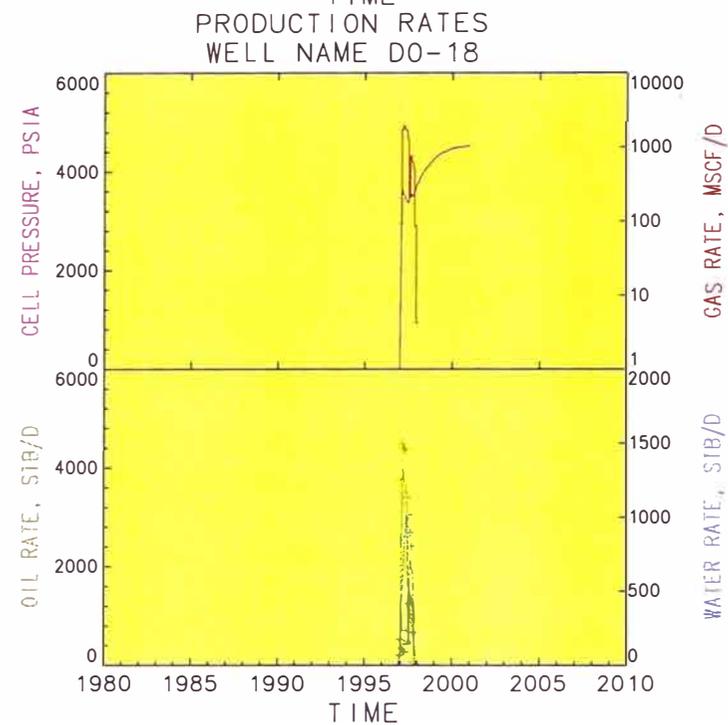
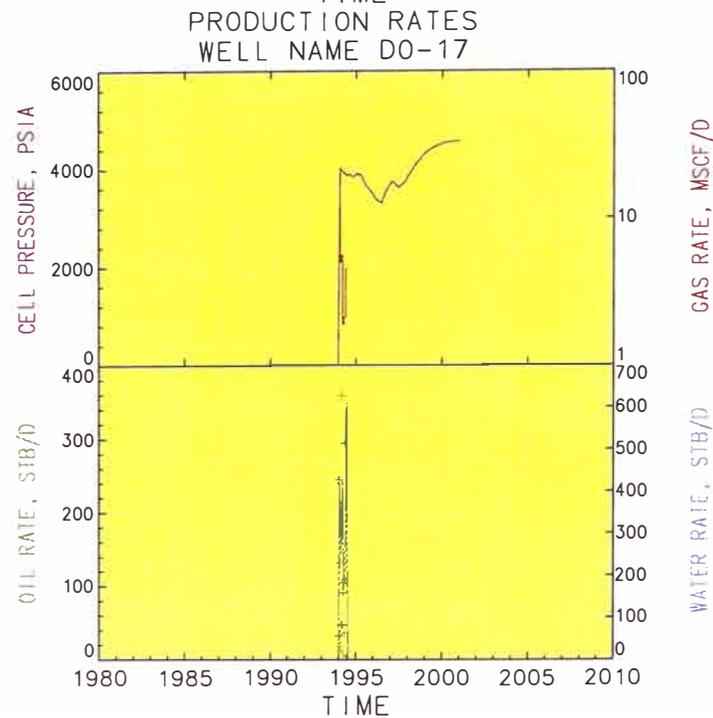
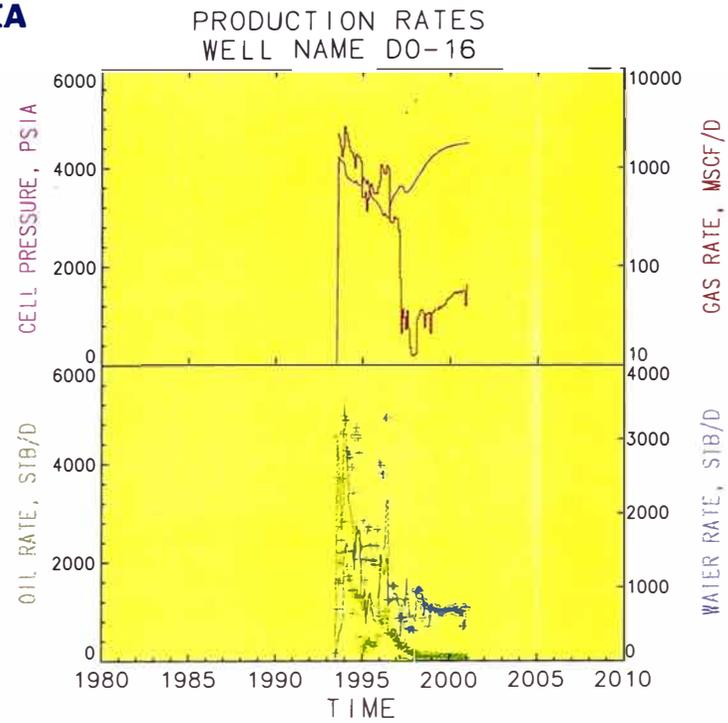
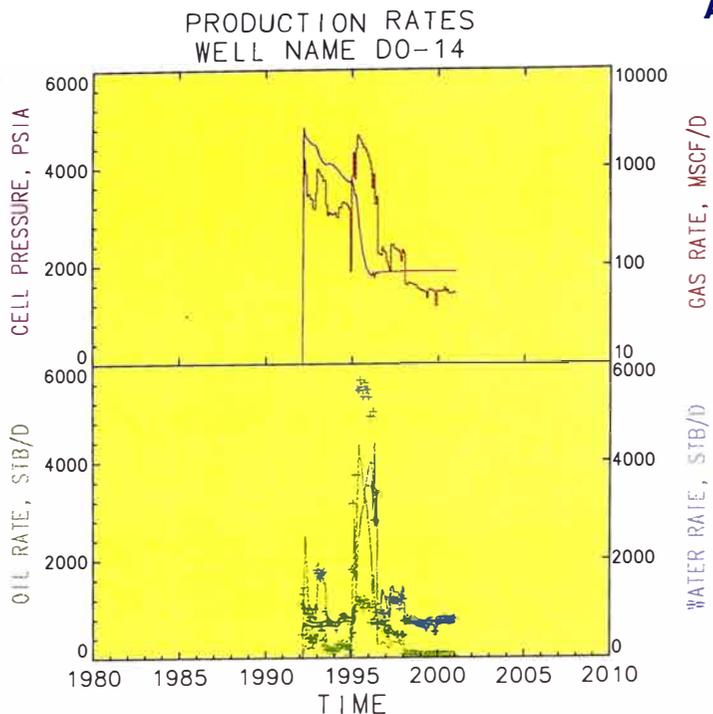


Fig. 30

DOCHOLAS/DOCHOLAB/C SAND/Structure Top
(mts.)

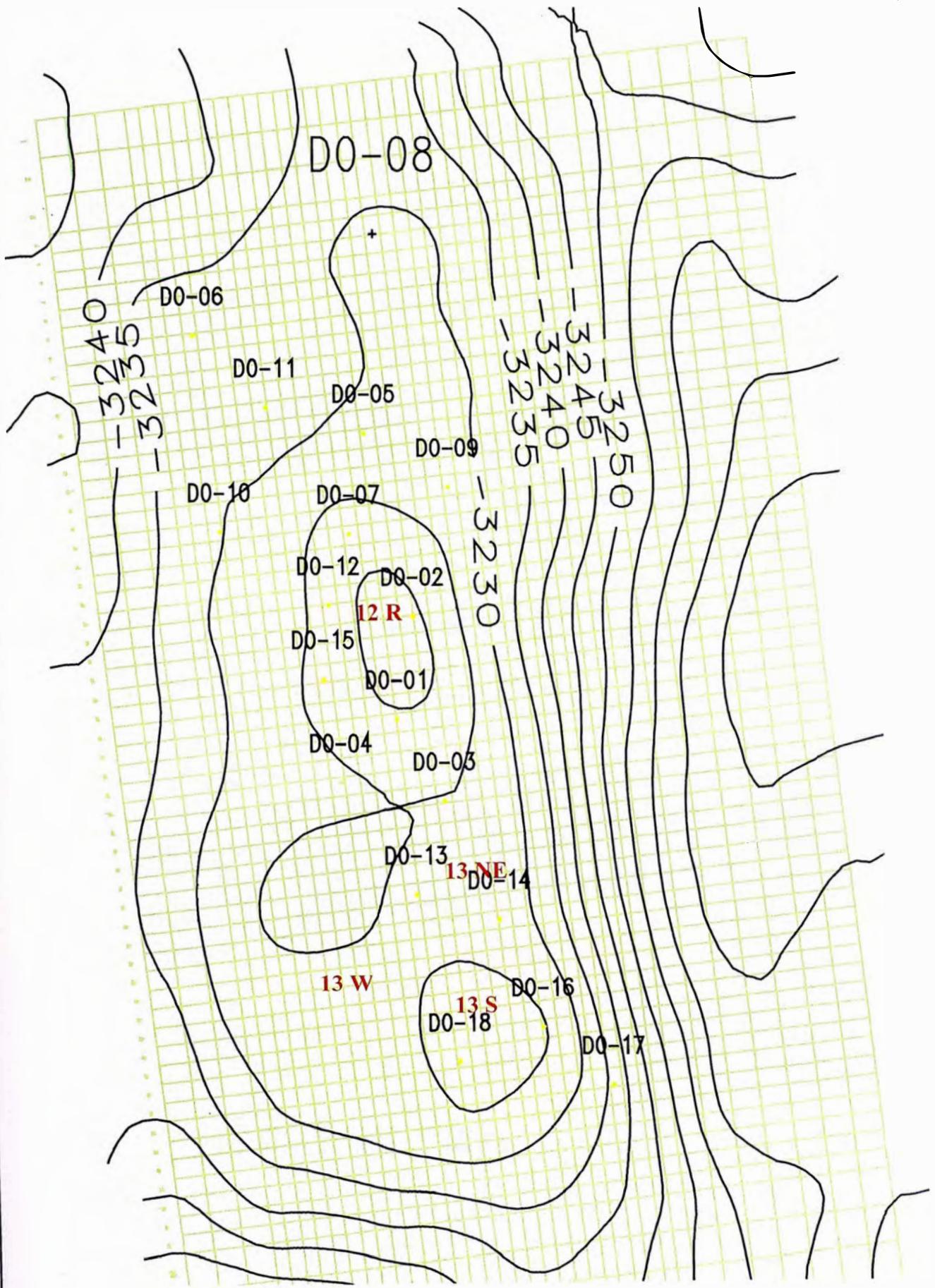


Fig.32

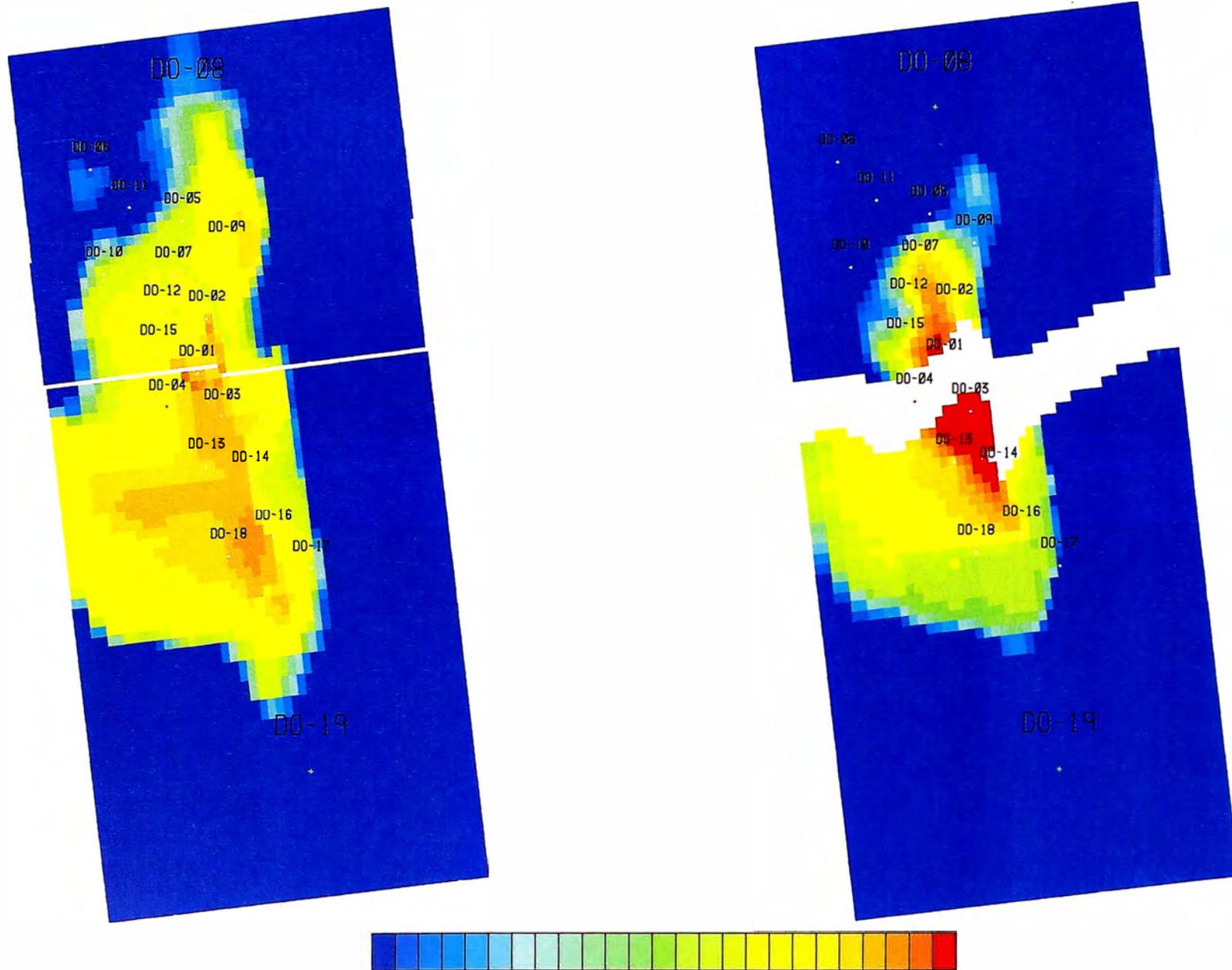


Fig. 33

PREDICCIONES

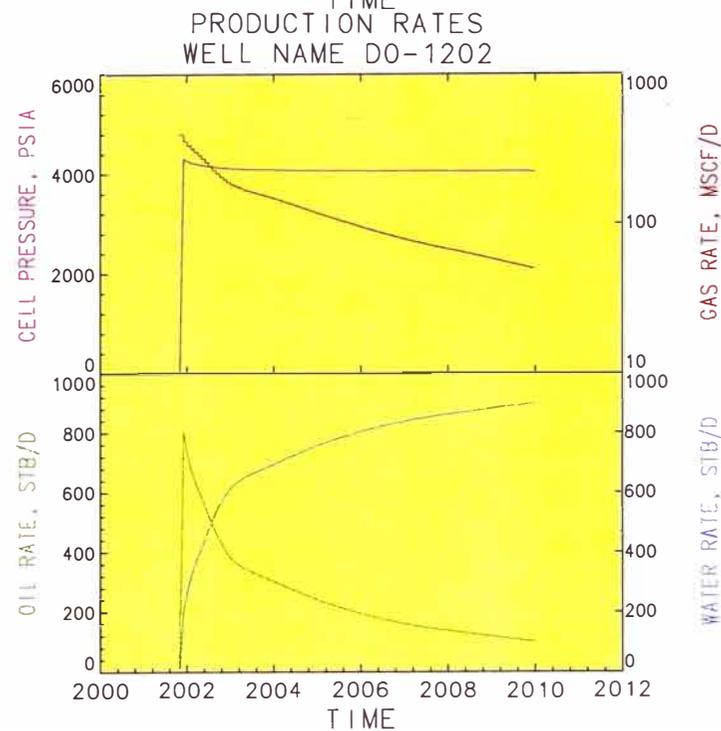
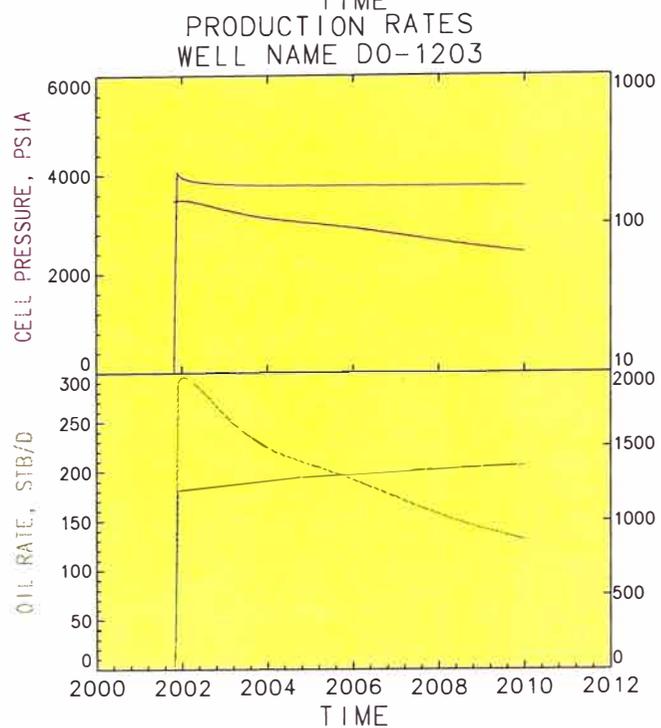
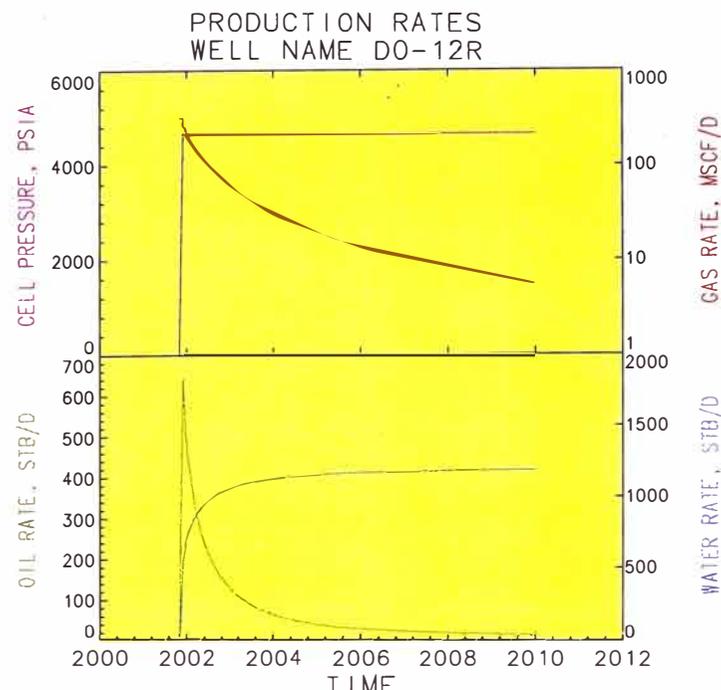
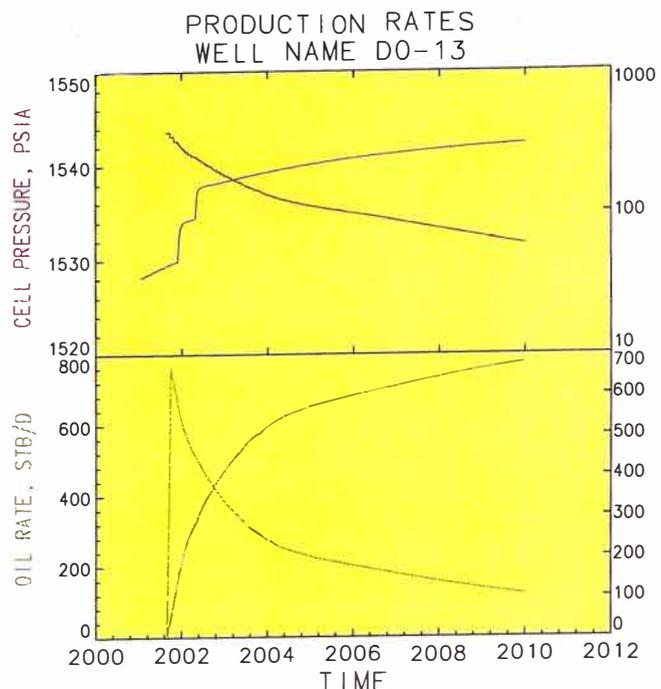


Fig. 34

PREDICCIONES

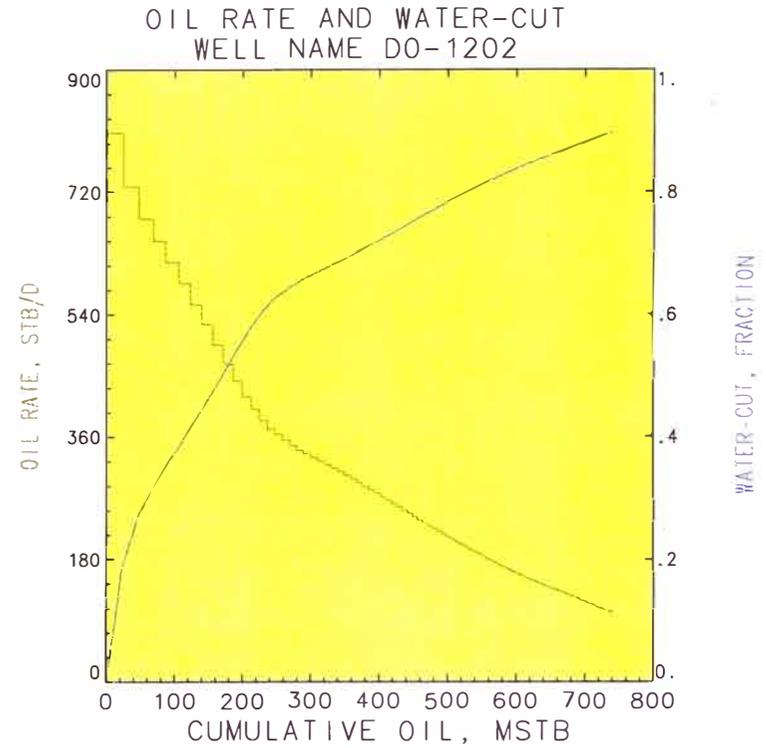
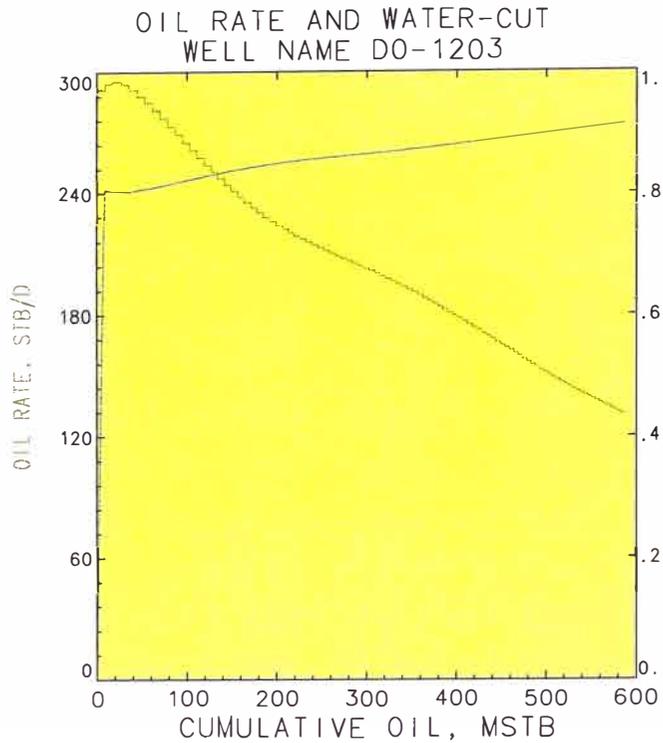
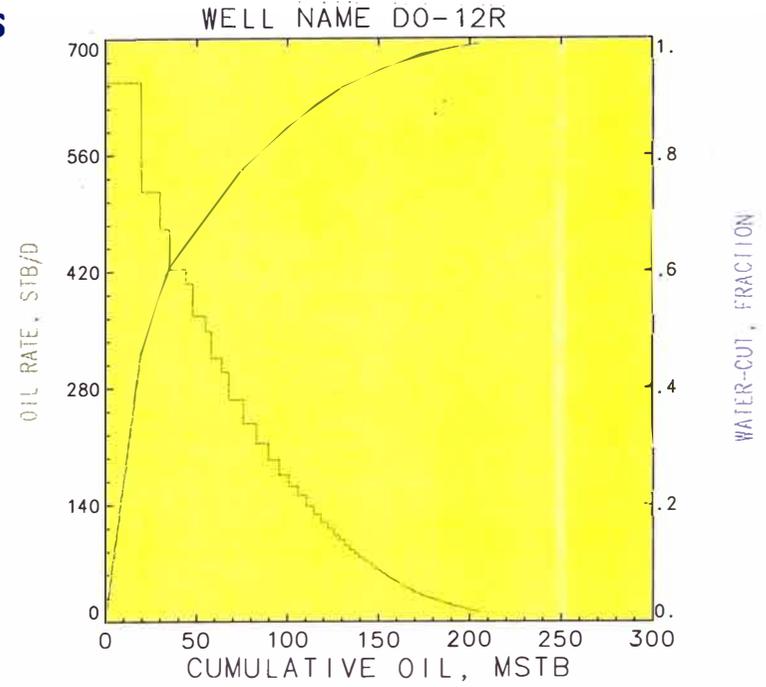
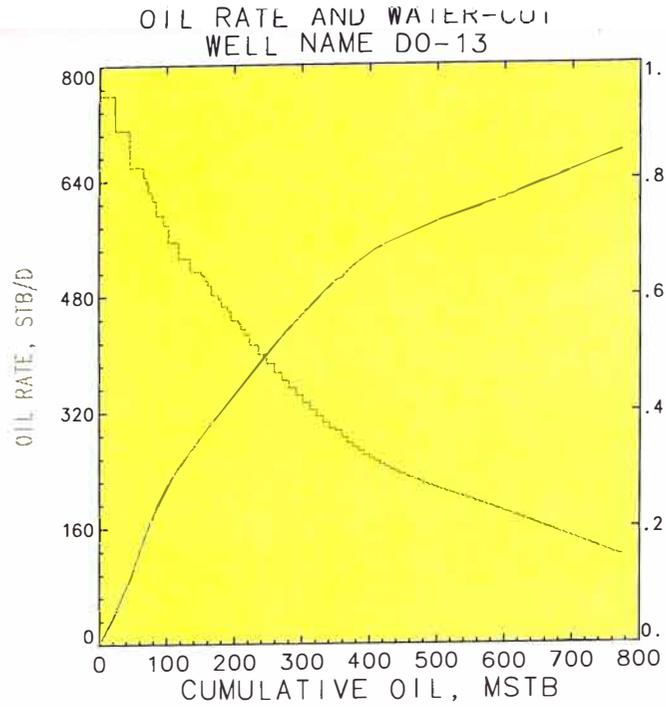


Fig. 35

SECCION ESTRUCTURAL (N-S) DEL RESERVORIO CHONTA

Pozo 12R

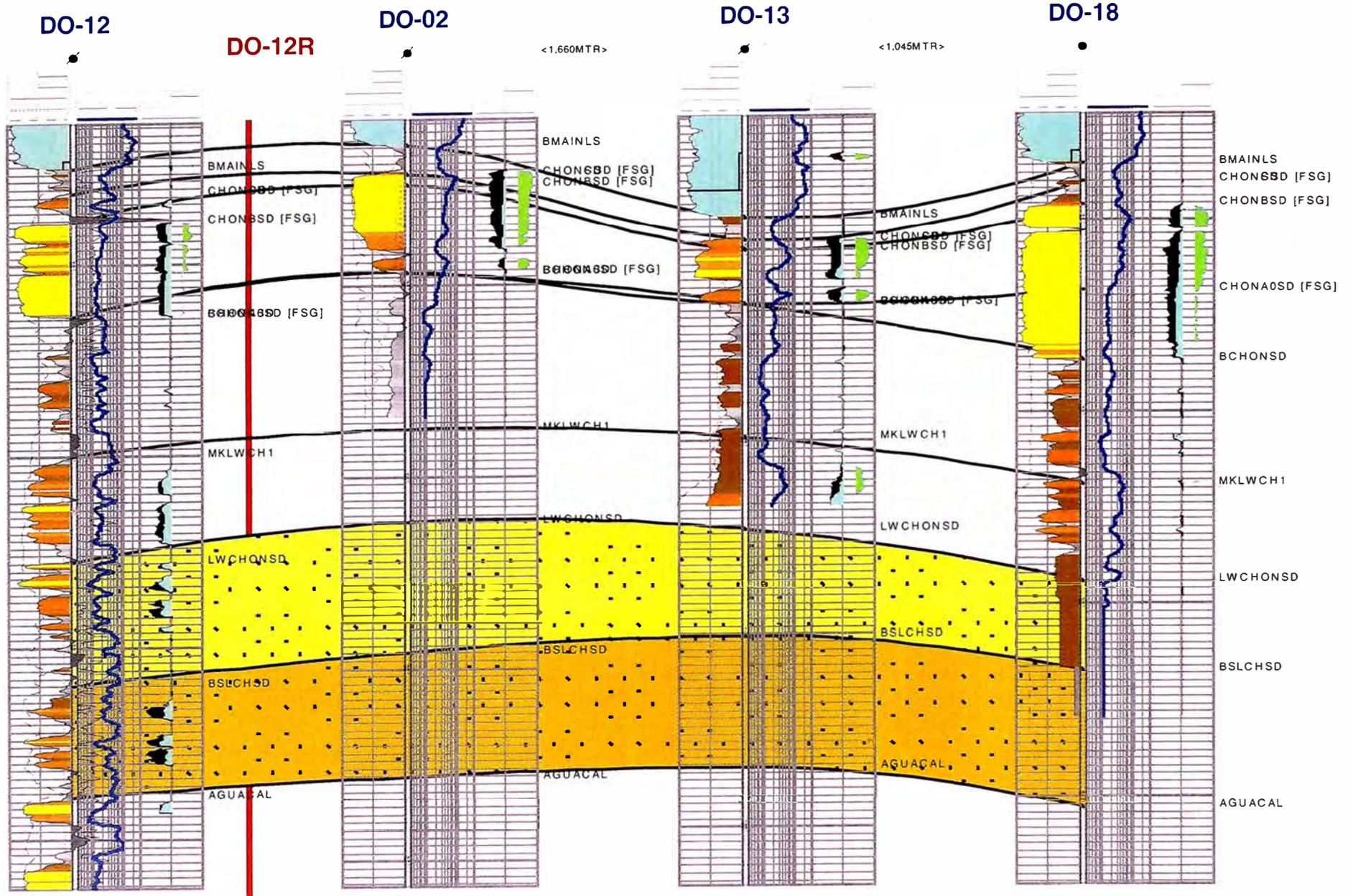


Fig. 36

ELEVATION: KB: 912'
GL: 892'

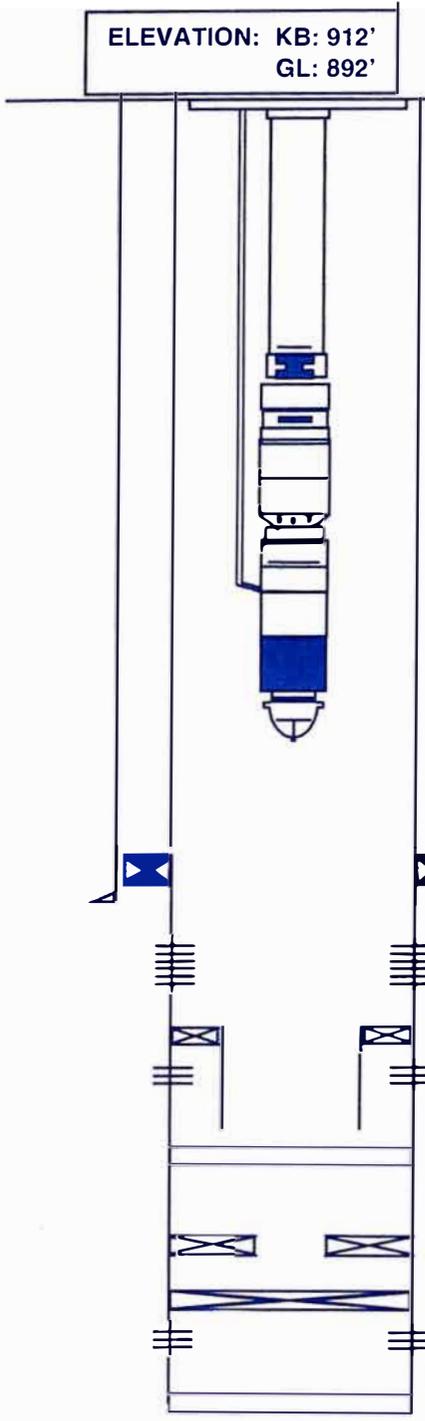
DORISSA 12
1AA-49-94D (DORI1217)

AFTER WELL SERVICE # 17

RIH 6" BIT + 7" SCRAPER AT 11366'
(JUL 10, 1995)

INSTALLED:
07 CABLE GUARDS
238 SUPERBANDS
151 PROTECTOLIZERS (109 NEW + 42 USED)

	CSG	LINER	LINER	TBG
SIZE	9 5/8	7"	5"	3.5"
WEIGHT	53.5	29	18	9.2
GRADE	N80	P110	N80	SD70
THREAD	Buttres	Buttres	S.Hyd/EUE	SEC
DEPTH	9210'	12942'	11513/1208	5253'



SEABOARD TUBING HANGER R4-D 3.5" SEC BxB

44 JTS 3.5", 9.2 PPF, SEC, SD70, NEW
125 JTS 3.5", 9.2 PPF, SEC, SD70, 2WB

X/O 3.5" NEW BOX x 3.5" EUE PIN
2.75" "R" NO-GO NIPPLE 3.5" EUE
1 PUP JOINT 3.5" EUE BOX x PIN
X/O 3.5" EUE BOX x 2 3/8" EUE PIN
REDA DISCHARGE HEAD 2 3/8" EUE BOX UP S.400
REDA UPPER PUMP 104 DN3000, S.400
REDA LOWER PUMP 104 DN3000, S.400

R. INTAKE SECTION S.400 @ 5304'
REDA UPPER PROTECTOR S. 400/456
X/O ADAPTER, S. 456/400
REDA LOWER PROTECTOR S. 400/456

R. U. MOTOR 120HP/1140V/66.5A. S.456

R. L. MOTOR 120HP/1140V/66.5A. S.456

R. MOTOR BASE
R. MOTOR GUIDE

TAIL @ 5379'
7" OLD LINER TOP @ 9000'

9 5/8" CASING SHOE @ 9210'

VIVIAN : 11237' - 11256' (19')
11264' - 11271' (7')
TOP OF FISH 5" MASH PIPE @ 11366'
TOP OF FISH SETTING TOOL @ DP @ 11393'
5" LINER TOP @ 11513'

CHONTA : 11967' - 11974' (7')
5" LANDING COLLAR @ 12046'
5" FLOAT SHOE @ 12088'

CEMENT PLUG @ 12090'
TOP OF FISH @ 12227'

BAKER BRIDGE PLUG @ 12500'

FB-1 PKR @ 12255'
CUCHABATAY - 12786' - 12802' (16')

7" DAMAGED IN FRONT OF CHONTA
TOP OF FISH @ 12826'
PBTD @ 12845'

PREPARED BY : W. DIOSSES O.
DATE : APR 30, 96
Updated by : J.H.C. (May 5.98)

Fig. 37

SECCION ESTRUCTURAL (N-S) DEL RESERVORIO CHONTA

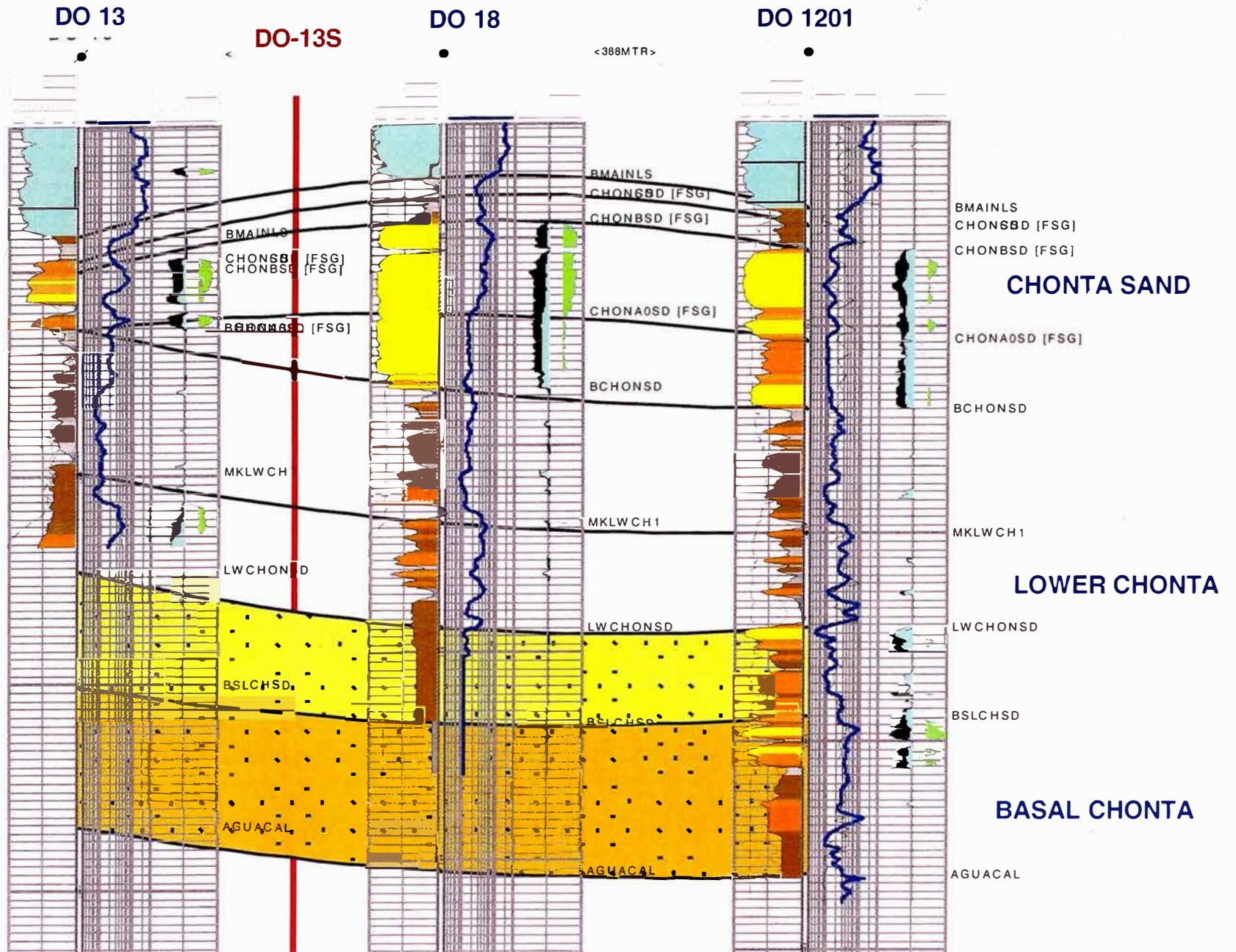


Fig. 38

DORISSA 1202 (Loc. 13S) - SENSIBILIDADES				
	BOPD			
	Incremental	Incremental.+CP	Total	Total+CP
3 mes	728	2183	807	2421
4 mes	629	1886	729	2187
5 mes	569	1706	681	2043
6 mes	527	1580	650	1950
7 mes	488	1464	616	1848
8 mes	452	1356	587	1761
9 mes	418	1253	555	1665
10 mes	385	1156	523	1569
11 mes	354	1061	497	1491
12 mes	324	971	468	1404
2 año	220	660	245	735
3 año	147	441	147	441
4 año	96	288	96	288
5 año	60	180	60	180
6 año	37	111	37	111
7 año	24	73	24	72
8 año	15	45	15	45
9 año	3	9	3	9
CP = Crudo Pesado				
Acumulado MBO	370	712	415	839

CASO	Upd1202 / JaimeUP	CASO BASE		DO-1203 (13W) Pozo Nuevo			
				INCREMENTAL			
		Production	Produccion	Produccion	Produccion	Produccion	Produccion
FECHA	Rate	Acumulada	Rate	Acumulada	Rate	Acumulada	
	STB/D	MSTB	STB/D	MSTB	STB/D	MSTB	
01-Abr-02	1248	37	1248	37	0	0	
01-May-02	1243	39	1243	39	0	0	
01-Jun-02	1239	37	1239	37	0	0	
01-Jul-02	1235	38	1235	38	0	0	
01-Ago-02	1259	39	1259	39	0	0	
01-Sep-02	1251	38	1251	38	0	0	
01-Oct-02	1245	39	1245	39	0	0	
01-Nov-02	1237	37	1237	37	0	0	
01-Dic-02	1230	38	1230	38	0	0	
2002	1170	427	1272	464	102	37	
20\03	1160	423	2268	828	1109	405	
2004	998	365	1346	493	347	127	
2005	796	291	660	241	-136	-50	
2006	638	233	403	147	-235	-86	
2007	638	177	290	106	-347	-71	
2008	484	131	223	82	-261	-49	
2009	358	96	183	67	-175	-29	
2010	263	72	158	58	-105	-14	
2011	197	54	140	51	-57	-3	
		2610		2878		268	

FECHA	Production		Produccion		INCREMENTAL	
	Rate	Acumulada	Rate	Acumulada	Rate	Acumulada
	STB/D	MSTB	STB/D	MSTB	STB/D	MSTB
01-Abr-02	1248	37	1248	37	0	0
01-May-02	1243	39	1243	39	0	0
01-Jun-02	1239	37	1239	37	0	0
01-Jul-02	1235	38	1235	38	0	0
01-Ago-02	1259	39	1259	39	0	0
01-Sep-02	1251	38	1251	38	0	0
01-Oct-02	1245	39	1245	39	0	0
01-Nov-02	1237	37	1237	37	0	0
01-Dic-02	1230	38	1230	38	0	0
2002	1170	427	1172	428	2	1
20\03	1160	423	1187	433	27	10
2004	998	365	1022	374	23	8
2005	796	291	814	297	18	7
2006	638	233	653	238	15	6
2007	638	177	499	182	-138	5
2008	484	131	371	136	-113	5
2009	358	96	279	102	-79	6
2010	263	72	215	79	-48	7
2011	197	54	167	61	-30	7
		2610		2672		61

INCREMENTAL

FECHA	Production	Produccion	Produccion	Produccion	Produccion	Produccion
	Rate STB/D	Acumulada MSTB	Rate STB/D	Acumulada MSTB	Rate STB/D	Acumulada MSTB
01-Abr-02	1248	37	1248	37	0	0
01-May-02	1243	39	1243	39	0	0
01-Jun-02	1239	37	1239	37	0	0
01-Jul-02	1235	38	1235	38	0	0
01-Ago-02	1259	39	1259	39	0	0
01-Sep-02	1251	38	1251	38	0	0
01-Oct-02	1245	39	1245	39	0	0
01-Nov-02	1237	37	1237	37	0	0
01-Dic-02	1230	38	1230	38	0	0
2002	1170	427	1237	452	68	25
2003	1160	423	1887	689	728	266
2004	998	365	1458	534	460	168
2005	796	291	1026	375	230	84
2006	638	233	549	200	-88	-32
2007	638	177	189	69	-448	-108
2008	484	131	140	51	-344	-79
2009	358	96	122	44	-236	-52
2010	263	72	111	41	-152	-31
2011	197	54	104	38	-93	-16
		2610		2834		224

Tabla 6

FECHA	Production		Produccion		INCREMENTAL	
	Rate	Acumulada	Rate	Acumulada	Produccion	Produccion
	STB/D	MSTB	STB/D	MSTB	Rate	Acumulada
	STB/D	MSTB	STB/D	MSTB	STB/D	MSTB
01-Abr-02	1248	37	1248	37	0	0
01-May-02	1243	39	1243	39	0	0
01-Jun-02	1239	37	1239	37	0	0
01-Jul-02	1235	38	1235	38	0	0
01-Ago-02	1259	39	1259	39	0	0
01-Sep-02	1251	38	1251	38	0	0
01-Oct-02	1245	39	1245	39	0	0
01-Nov-02	1237	37	1237	37	0	0
01-Dic-02	1230	38	1230	38	0	0
2002	1170	427	1178	430	9	3
2003	1160	423	1249	456	89	33
2004	998	365	1081	396	83	30
2005	796	291	868	317	72	26
2006	638	233	692	253	54	20
2007	638	177	516	188	-122	11
2008	484	131	378	138	-106	8
2009	358	96	274	100	-84	4
2010	263	72	199	73	-64	1
2011	197	54	151	55	-46	1
		2610		2747		137

Tabla 7

Dorissa Locaciones Potenciales

Locacion	Arena	Reservas Mbo	Comentario	Soporte	Plataforma
Loc. 12 Re-entre	Vivian	0	V-07 depletado		10 - direccion SE
	Chonta	60	Modelo Simulacion	Bueno, pozos 2, 7, 12, 15	
	Lwr Chonta	40	17 analog. - 50%	log del pozo 12	
	Bsl Chonta	250	1201 analog. 50%	log del pozo 12	
	Total	350			
Loc 13 Recomplet	Vivian	0	V-13 depletado		13-400m direc.NE
	Chonta	225	Modelo Simulacion	Cercano a barrera K pozo 3	
	Lwr Chonta	0	Riesgoso		
	Bsl Chonta	0	Riesgoso		
	Total	225			
Loc 13 W (1203)	Vivian	0	V-13 depletado	6.5 Mmbo producidos	13-500m direc. W.
	Chonta	280	Modelo Simulacion	solo del pozo 13, DST malo	
	Lwr Chonta	0	Riesgoso		
	Bsl Chonta	0	Riesgoso		
	Total	280			
Loc 1201 Recomplet	Vivian	0	Pozo flanqueado	Posible Vb	pozo 20 - casi vert. 400 m. W del 1202
	Chonta	140	Modelo Simulacion	Buen Soporte	
	Lwr Chonta	0	Riesgoso		
	Bsl Chonta	200	1201 analog. 25%	Nueva interpretacion Sísmica	
	Total	340			