

## **ASPECTOS GEOLOGICOS DE LA PERFORACION HORIZONTAL EN LA CUENCA MARAÑON**

**Augusto A. Becerra F./ Marco A. Augusto D.**  
**Occidental Peruana Inc., Sucursal del Peru**

### **RESUMEN**

Desde el descubrimiento del campo Capahuari Norte en 1972, hasta la fecha, Occidental ha perforado en el Lote 1-AB, cuenca Marañon, entre verticales, direccionales y horizontales, 222 pozos. En 1993, para incrementar la producción de campos maduros, Occidental inició la perforación horizontal en el área, habiéndose perforado hasta la fecha 17 pozos. La producción de los pozos horizontales es alrededor de 8,500 BPPD, representando el 20% de la producción del lote. El presente trabajo trata sobre aspectos geológicos que influyen en la perforación de pozos horizontales.

Los principales reservorios en el Lote 1-AB son las areniscas Vivian y Chonta del Cretáceo Superior con aproximadamente 85% y 15% de las reservas respectivamente. El entrapamiento es estructural, con menor componente estratigráfico.

La profundidad vertical alcanzada por los pozos horizontales de Vivian varía de 9,492 a 11,988 pies. Para los pozos Chonta, el rango de profundidad vertical es de 8,485 a 12,656 pies.

El espesor promedio de la Formación Vivian es 120 y de la arenisca Chonta 50 pies. La ventana de navegación para perforación horizontal en Vivian generalmente está restringida a los 15 pies superiores del reservorio. Para Chonta dicha ventana tiene en promedio 40 pies, cubriendo prácticamente todo el espesor del reservorio.

El promedio de la extensión horizontal para los pozos de Vivian es 1,215 y para Chonta 1,560 pies con un mínimo de 520 y un máximo de 2,060 pies. El promedio de inclinación de la sección horizontal es de 89.5°.

Los principales factores geológicos que influyen en la perforación horizontal son:

- Aspectos Estructurales; Relacionados al control de la configuración estructural y al buzamiento. La configuración estructural controla el punto de aterrizaje y define generalmente la ventana de navegación. Respecto al buzamiento, algunos problemas de rebote de la broca en el reservorio han ocurrido. En este caso, el ángulo crítico entre el buzamiento y la inclinación del pozo, además de la litología y dureza de la roca, son los principales factores de control.
- Aspectos Estratigráficos; El espesor de la capa controla también la ventana de navegación. Además, el control de las variaciones estratigráficas es fundamental para la planificación, perforación y completación de pozos horizontales.
- Aspectos Diagenéticos; En los campos profundos del oeste, la alta dureza de los reservorios, con menor porosidad y permeabilidad, influye en un progreso mas lento y costoso de la perforación, así como en hacer mas dificultoso el control direccional.

Estos aspectos geológicos deben combinarse con los factores operacionales para asegurar el éxito de la perforación del pozo horizontal.

### **INTRODUCCION**

La perforación horizontal es una técnica que viene siendo utilizada en la industria del petróleo cada vez con mayor frecuencia. Occidental empezó a perforar pozos horizontales en el Lote 1-AB, cuenca Marañon, en 1993, habiendo perforado hasta la fecha 17 pozos horizontales, ver figura 1, mapa de ubicación.

De acuerdo a la geometría del radio de curvatura, los pozos horizontales se clasifican en radio largo, medio y corto. Occidental perforó los pozos horizontales con la técnica de radio medio a largo. La perforación de pozos piloto, técnica usada para evaluar condiciones geológicas y de reservorio, ha sido utilizada en el lote 1-AB.

Para el control geológico, el perfilaje durante la perforación de Rayos Gamma (GR) y de Velocidad de Perforación (ROP), combinado con el control litológico han sido utilizados. Se obtuvieron algunos perfiles

de resistividad (ARC-5), habiéndose concluido que, debido a problemas de interpretación, son de poca utilidad en el área.

Son varios los factores geológicos que se considera controlan al menos en parte la perforación de pozos horizontales, estos son los factores estructurales, estratigráficos y diagenéticos.

## **RESUMEN GEOLOGICO DE LA CUENCA MARAÑON**

### **ESTRATIGRAFIA**

La sección sedimentaria del área tiene un rango de edades desde el Paleozoico hasta el reciente para un espesor total aproximado de 40,000 pies (Del Solar, 1982), ver figura 2a, columna estratigráfica porción norte de cuenca MaraÑon.

La Formación Contaya del Ordovícico medio, estaría presente en la parte sur de la cuenca. Se interpreta que el grupo Cabanillas del Devónico medio está presente en la porción oeste del bloque 1-AB. El grupo Ambo del Missisipiano ha sido reconocido en varios pozos de la cuenca MaraÑon. Se interpreta que los grupos Copacabana-Tarma del Pensilvaniano a Pérmico inferior, están presentes en la parte sur de la cuenca (H. Eduardo, 1991).

El grupo Pucará del Triásico-Jurásico, considerado también como roca generadora, ha sido depositado en la porción oeste de la cuenca. Por otro lado, la formación Sarayaquillo del Jurásico superior ha sido identificada en varios pozos del área.

El ciclo transgresivo-regresivo del Cretáceo, se inició en el Neocomiano con los depósitos clásticos continentales de la Formación Cushabatay, continuando con los depósitos marino someros de la formación Raya, considerada también roca generadora, y con los depósitos fluvio-deltaicos de la Formación Agua Caliente. La secuencia de las formaciones Cushabatay, Raya y Agua Caliente es conocida como grupo Oriente.

Del Turoniano al Campaniano, se desarrolló una extensa transgresión marina, depositándose las lutitas, calizas y areniscas, de la formación Chonta. Las lutitas Chonta son consideradas como la principal roca generadora en la porción norte de la cuenca MaraÑon. Además, el 15% del petróleo encontrado en el área, está en dicha formación.

La formación Vivian del Campaniano-Santoniano, es una arenisca masiva fluvial que cubre esencialmente toda la cuenca. El miembro Vivian superior corresponde a un ambiente fluvio estuarino. En Vivian se encuentra el 85% del petróleo encontrado en el área; ver figura 2b, registro eléctrico tipo.

Durante el Terciario inferior tuvo lugar la formación de los depósitos continentales de las Capas Rojas. Esta sección no es bien diferenciada en el área, por lo que se le conoce como Capas Rojas Inferiores. La Formación Pozo del Eoceno corresponde a una transgresión marina somera. Las capas rojas del Terciario Superior, corresponde a depósitos continentales con intrusiones menores de depósitos lacustres a marino marginal correspondiente a las Formaciones Pebas y Chambira (H. Laurent 1997).

### **ESTRUCTURA**

La cuenca MaraÑon es clasificada como cuenca Cretácea pericatrónica o "Foreland". Los campos están ubicados en cuatro alineamientos estructurales principales N-S. Ver figura 1, Lote 1-AB, mapa de contornos estructurales cerca al tope del Cretáceo.

En el Terciario Superior, tuvo lugar un basculamiento del área hacia el SSO, produciendo en varios campos, una remigración de petróleo hacia el NNE, originando una zona de petróleo residual en el reservorio Vivian principalmente.

### **DESARROLLO DE LOS CAMPOS EN EL LOTE 1-AB**

El lote 1-AB fué descubierto en 1972 por el pozo Capahuari Norte 1, el cual probó petróleo liviano en la arenisca Chonta, (ver figura 1). Desde esa fecha, Occidental ha perforado en el lote, 222 pozos, incluyendo 90 verticales, 115 direccionales (93 en forma "S" y 22 inclinados "slanted") y 17 horizontales, ver diagrama de tipo de pozos, figura 3a. En 1993, para incrementar la producción de campos maduros de petróleo liviano, OXY inició la perforación horizontal, habiéndose perforado hasta la fecha 17 pozos,

utilizando tecnología de radio medio a largo, con un promedio de radio para la curva de 970 pies; ver figura 3b diagrama de radios de curvatura.

Actualmente se encuentran en producción 105 pozos, incluyendo 13 horizontales.

### **Perforación Horizontal en el lote 1-AB**

La perforación horizontal se inició en el campo San Jacinto, reservorio Chonta en 1993. Hasta la fecha han sido perforados 17 pozos, ocho para la arenisca Chonta y nueve para el reservorio Vivian.

El plan inicial fué perforar pozos horizontales para incrementar la producción de petróleo liviano, por lo que se consideró la arenisca Chonta como objetivo principal. Posteriormente se incluyó el reservorio Vivian, con petróleo liviano, intermedio y pesado. En ambos casos se viene utilizando la tecnología de radio medio a largo, con un promedio de incremento de ángulo (BUR) de  $5.9^{\circ}/100'$  y promedio de radio de curvatura de 970 pies. Los pozos de Vivian tienen un promedio de BUR de  $6.3^{\circ}/100'$  con radio de 910 pies. Para Chonta el promedio es  $5.5^{\circ}/100'$  con 1,045 pies de radio.

La profundidad vertical alcanzada por los pozos horizontales de Vivian varía de 9,492 a 11,988 pies, con un promedio de 10,737 pies. Para los pozos Chonta, el rango de profundidad vertical es de 8,485 a 12,656 pies con un promedio de 10,068 pies.

El promedio de la extensión horizontal para los pozos de Vivian es 1,215 y para Chonta 1,560 pies con un mínimo de 520 en el pozo Dorissa-20, reservorio Vivian y un máximo de 2,060 pies en el pozo Forestal-14, en la arenisca Chonta. El promedio de inclinación de la sección horizontal es de  $89.5^{\circ}$ .

Para el control geológico, el perfilaje durante la perforación de Rayos Gamma (GR) y de Velocidad de Perforación (ROP), combinado con el control litológico han sido utilizados. Se hicieron algunos intentos de perfilaje de resistividad. Respecto al control durante la construcción de la curva, se concluyó que el perfil de Rayos Gamma es suficiente para la correlación entre pozos. En la porción horizontal, se determinó que hay problemas de interpretación de las lecturas de resistividad (ARC-5) con la herramienta horizontal en capas relativamente delgadas y buzamiento cercano al horizontal.

Una limitación de las mediciones durante la perforación con la tecnología utilizada es que las lecturas se obtienen en promedio 45 pies detrás que la broca, además, de acuerdo a la profundidad y las condiciones hidráulicas, las muestras pueden llegar a la superficie mas de una hora después de haber sido perforadas.

Se realizó sin éxito un intento de perforar un segundo pozo lateral. Aparentemente las condiciones mecánicas, como tipo de broca y motor de fondo no fueron las ideales para lograr el objetivo.

Los pozos horizontales en el lote 1-AB han sido completados mayormente a hueco abierto (11 pozos), cuando la sección horizontal ha sido perforada principalmente en arenisca; con tubería ("laina") ranurada y "ciega" sin cementar (5 pozos), cuando se encontraron zonas de finos importantes. El pozo San Jacinto-27H, quedó en producción con la tubería de perforación atascada, la que fué perforada. La mayoría de pozos horizontales producen con bomba electro-sumergible, con la excepción de Capahuari Sur 32H y 33H que producen por levantamiento artificial por gas. La producción actual proveniente de 13 pozos horizontales es en el orden de 8,500 BPPD, representando el 20% del total del bloque 1-AB que es 45,000 BPPD; ver figuras 4a y 4b, historia de producción Lote 1-AB.

Otros factores importantes en la planificación, perforación y completación de los pozos horizontales son los aspectos operativos de perforación como personal, equipos y herramientas y diseños de Ingeniería de Reservorios y Producción.

### **Opciones Futuras.-**

Tanto para el lote 1-AB, como para otros campos en el área, las opciones dentro de la perforación horizontal que deben tomarse en cuenta son: la perforación horizontal multicapa y la multilateral.

También la perforación horizontal desde pozos marginales existentes, utilizando la tecnología de radio corto a ultracorto ("Re-entry"), viene siendo planeada para un futuro cercano en el lote.

### Aspectos Operativos.-

Dentro del planeamiento y perforación de pozos horizontales, hay que tomar en cuenta aspectos de personal y de diseño y selección de herramientas, que nos permitan realizar con éxito la perforación del pozo, algunos de los cuales se detallan a continuación:

- La selección del personal técnico para el pozo, así como la planificación y ejecución del sistema de relevos de los mismos, es de suma importancia en la operación.
- El diseño direccional (KOP, BUR, DLS, Trayectoria, etc.), debe ser factible de ser perforada, usando la tecnología disponible. En los pozos como San Jacinto-23H y 27H, el diseño direccional fue muy académico para la complejidad estratigráfica de la arenisca Chonta en este campo.
- El equipo de perforación debe tener la capacidad y las herramientas adecuadas para culminar la perforación del pozo más allá de la profundidad final programada. En algunos pozos, tales como Forestal-14H, se decidió extender la profundidad final del pozo en más de 500 pies sin contratiempos.
- Las herramientas de perforación horizontal (motores de fondo, LWD, brocas, etc.) deben ser las adecuadas, tienen que estar en óptimas condiciones y bien calibradas, para poder tener un buen control direccional y geológico durante la perforación del pozo. Como ejemplo tenemos al pozo San Jacinto-27, en el cual se alcanzó más de 94° de inclinación antes de llegar al objetivo, debido a fallas de transmisión y decodificación de la señal de MWD. En algunos pozos, se tuvo que detener la perforación al menos en una oportunidad, para cambiar la broca y/o para cambiar el ángulo de la articulación graduable del motor ("Bent housing") antes de lo programado.
- El tipo de lodo de perforación, el control y mantenimiento de sus propiedades y la hidráulica aplicada, son de gran importancia para mantener la integridad y limpieza del pozo, la recuperación eficiente de los ripsos de perforación permitirá realizar un control geológico del pozo más preciso, respecto al plan de navegación. Occidental ha utilizado lodo inverso en la perforación de las secciones curva y lateral de todos los pozos horizontales del lote 1-AB. El pozo San Jacinto-23, nuestro primer pozo horizontal, donde la sección curva del pozo colapsó a 70° de inclinación por no usar el peso del lodo recomendado. En este pozo se tuvo que abandonar el conjunto de fondo, desviar el pozo y rehacer la curva. En otros casos, como Shiviya-32H y Capahuari Sur-32H, las muestras de ripsos recuperados de un sistema hidráulico eficiente, permitieron hacer las correcciones en el plan de navegación, manteniendo al pozo dentro del objetivo.

### FACTORES GEOLOGICOS.-

Los principales factores geológicos que intervienen en el proceso de la perforación horizontal son:

- Geología Estructural (Configuración estructural y buzamiento).
- Estratigrafía (Espesor de la capa y variaciones estratigráficas).
- Aspectos Diagenéticos.

### ASPECTOS ESTRUCTURALES

Los principales aspectos geológicos relacionados a la Geología Estructural que intervienen en la perforación de pozos horizontales son el control de la configuración estructural en general y el buzamiento en particular.

### CONFIGURACION ESTRUCTURAL

Un buen control de la configuración estructural es muy importante durante el planeamiento y el aterrizaje de los pozos horizontales. Este control está dado por los pozos existentes y por la información sísmica fuera del área de control de los pozos. El promedio de diferencia entre los topes formacionales pronosticados y los encontrados por los pozos horizontales en el lote 1-AB, ha sido de 11 pies con un mínimo de un pie en el pozo Shiviya-30H, y un máximo de 17 pies en el pozo Forestal-14. Una manera de reducir la incertidumbre del control estructural es perforando pozos piloto. Occidental ha perforado 8 pozos piloto, los cuales además del control estructural, proporcionan una mejor idea estratigráfica y del perfil actual de saturación de fluidos. Se han estudiado la opciones de pozos piloto verticales o inclinados. Debido a que el pozo piloto inclinado reduce la distancia entre el punto de control y el de aterrizaje, prácticamente todos los pozos piloto fueron perforados inclinados, con un promedio de 33°. Después de perforar y evaluar el pozo piloto, se toma la decisión de perforar o no la sección horizontal y su respectivo plan, o de completar el pozo piloto. En el pozo Capahuari Sur-30H, cuyo objetivo inicial fue el reservorio Vivian "A", después de evaluar el pozo piloto se decidió perforar la sección horizontal en la

unidad Vivian "B", debido a las altas saturaciones de agua encontradas en Vivian "A", ver figuras 5a mapa estructural Capahuari Sur – Vivian y 5b sección estructural pozo Capahuari Sur 30H. En el pozo Forestal 15, se decidió completar el pozo piloto vertical y no perforar el pozo horizontal. Si la incertidumbres del control sísmico y de pozos son importantes, debería considerarse obtener un perfil de buzamiento en el pozo piloto.

La presencia de fallas menores y/o fracturas podrían también influir en la perforación horizontal, pero este efecto no ha sido evidenciado en la perforación horizontal en el área.

## BUZAMIENTO

Es uno de los parametros que controla la ventana de navegación. En el caso de capas horizontales en dirección de la trayectoria, la ventana de navegación está controlada por la columna de aceite sobre el contacto agua-petróleo actual, como es el caso generalmente del reservorio Vivian; y por el espesor de la capa, como es el caso de la arenisca Chonta en el lote 1-AB; ver ejemplos en figuras 6a mapa estructural de Capahuari Sur - Chonta y 6c sección pozo Capahuari Sur-33H y figura 7a mapa estructural Dorissa - Vivian y 7b sección estructural pozo Dorissa-20H.

Cuando hay buzamiento en la dirección de la trayectoria programada, la "ventana" de navegación está definida por limites variables de TVD. Se han presentado casos de perforación horizontal buzamiento arriba, como el pozo Capahuari Sur-32H, con un promedio de 92.5° y buzamiento abajo, como en el caso del pozo Jibaro-8H con un promedio de 89.5° de inclinación. Ver figuras 6a, 6b, 8a y 8b respectivamente.

Un problema relacionado al buzamiento es del rebote de la broca al incidir con alta inclinación el tope del reservorio, las opciones son aterrizar el pozo mas lejos de lo programado o hacer una corrección ("side track"), con los riesgos mecánicos que involucra. Como ejemplo el pozo Jibaro-8H aterrizó con un desplazamiento horizontal 200 pies mayor a lo programado, se decidió continuar la perforación controlando la dirección, ver figura 8b sección estructural pozo Jíbaro 8. Se debe analizar el ángulo crítico entre la inclinación del pozo y el buzamiento aparente en la dirección de la trayectoria del pozo, así como evaluar el uso de la broca adecuada y el modo de perforación (deslizando o rotando) conveniente al momento de aterrizar cuando se está cerca al ángulo crítico. En el caso del pozo Jibaro-8H, el rebote se produjo con un ángulo critico menor de 2°; ver figura 3c diagrama de ángulo de incidencia y ángulo crítico.

## ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS

El conocimiento y control de las variaciones estratigráficas y del espesor de la capa son tambien muy importantes en el planeamiento, perforación y completación de los pozos horizontales.

En el lote 1-AB este factor es muy importante principalmente en el reservorio Chonta del area Este. En el campo San Jacinto, donde el reservorio Chonta corresponde a un ambiente fluvio – estuarino, la continuidad lateral de los canales es limitada. El pozo San Jacinto-23H encontró variaciones laterales importantes, perforándose extensas zonas de finos, por lo que se decidió completar el pozo con tubería ranurada y "ciega" no cementada, para evitar que las secciones arcillozas colapsen al entrar el pozo en producción; ver figura 9a, mapa arena neta – Unidad Chonta B1 y 9b sección estructural pozo San Jacinto-23H.

En el caso de la formación Vivian, los aspectos estratigráficos son importantes en el Vivian superior (Vivian "B"), donde se pueden encontrar capas delgadas de lutitas, no detectables en los perfiles eléctricos de los pozos verticales del área. Un ejemplo es el pozo Capahuari Sur-30H, figura 5b; en dicho pozo la broca fué "encapsulada" por un intervalo de 210 pies dentro de una capa delgada de lutita, con espesor quizá cercano al diámetro de la broca (seis pulgadas).

## VENTANA DE NAVEGACION

El espesor de la capa así como la columna de petróleo son los parámetros mas importantes en la definición de la ventana de navegación.

Generalmente en el caso del reservorio Vivian principal (Arena A) el espesor de la columna de petróleo sobre el contacto Agua/Petróleo actual, es el parámetro mas importante. En el reservorio Chonta y las arenas Vivian superior, el espesor de la capa controla principalmente la ventana de navegación. El promedio de la ventana de navegación es 15 pies para Vivian y 40 pies para Chonta; el promedio para ambos reservorios es 27 pies.

## ASPECTOS DIAGENETICOS

En los campos profundos del oeste, la alta dureza de los reservorios, combinado aparentemente con el buzamiento, contribuyen, a un avance mas lento y costoso en la perforación, así como en hacer dificultoso el control direccional. Como por ejemplo pozo Capahuari Sur-33H, donde se observaron problemas de control direccional, tanto en azimuth como en inclinación, el problema fué mas severo con broca policristalina. En este caso, se analizó la opción de un intento de corrección "sidetrack", pero por los riesgos mecánicos que implicaba, se decidió continuar la perforación con un rumbo revisado, la extensión total recomendada no fué alcanzada. Ver figuras 6a y 6c, mapa y sección estructural, reservorio Chonta, pozo Capahuari Sur-33H.

## CONCLUSIONES

- En la cuenca Marañón, se ha demostrado que es factible perforar pozos horizontales con profundidades verticales de hasta 12,700 pies, con extensiones horizontales de hasta 2,000 pies, y en ventanas de navegación dentro de 15 pies.
- Las curvas de Rayos Gamma (GR) y velocidad de perforación (ROP), han mostrado ser las herramientas mas utiles para el control geológico, durante la perforación de las secciones curva y lateral de los pozos horizontales del lote 1-AB. Herramientas de resistividad y porosidad no fueron necesarias para el control geológico de la sección curva.
- Los pozos piloto han mostrado ser de gran utilidad en el lote 1-AB; especialmente, desde el punto de vista de Reservorios, en yacimientos maduros con mecanismo de impulsión por empuje de agua, como la arenisca Vivian "A". En yacimientos poco depletados, con mecanismo de producción por gas en solución, como el reservorio Chonta en los yacimientos Capahuari Norte y Sur, no es necesaria la perforación de pozos piloto.

## CONTRIBUCIONES TECNICAS

- Compartir las experiencias y conocimientos de los factores geológicos aplicados en la planificación, perforación y completación de pozos horizontales en el lote 1-AB.
- Contribuir en la mejora del conocimiento de la geometría de los reservorios.
- Contribuir al diseño de pozos horizontales, incluyendo aspectos no geológicos.
- Se proponen opciones futuras para la perforación horizontal en el área.

## BIBLIOGRAFIA

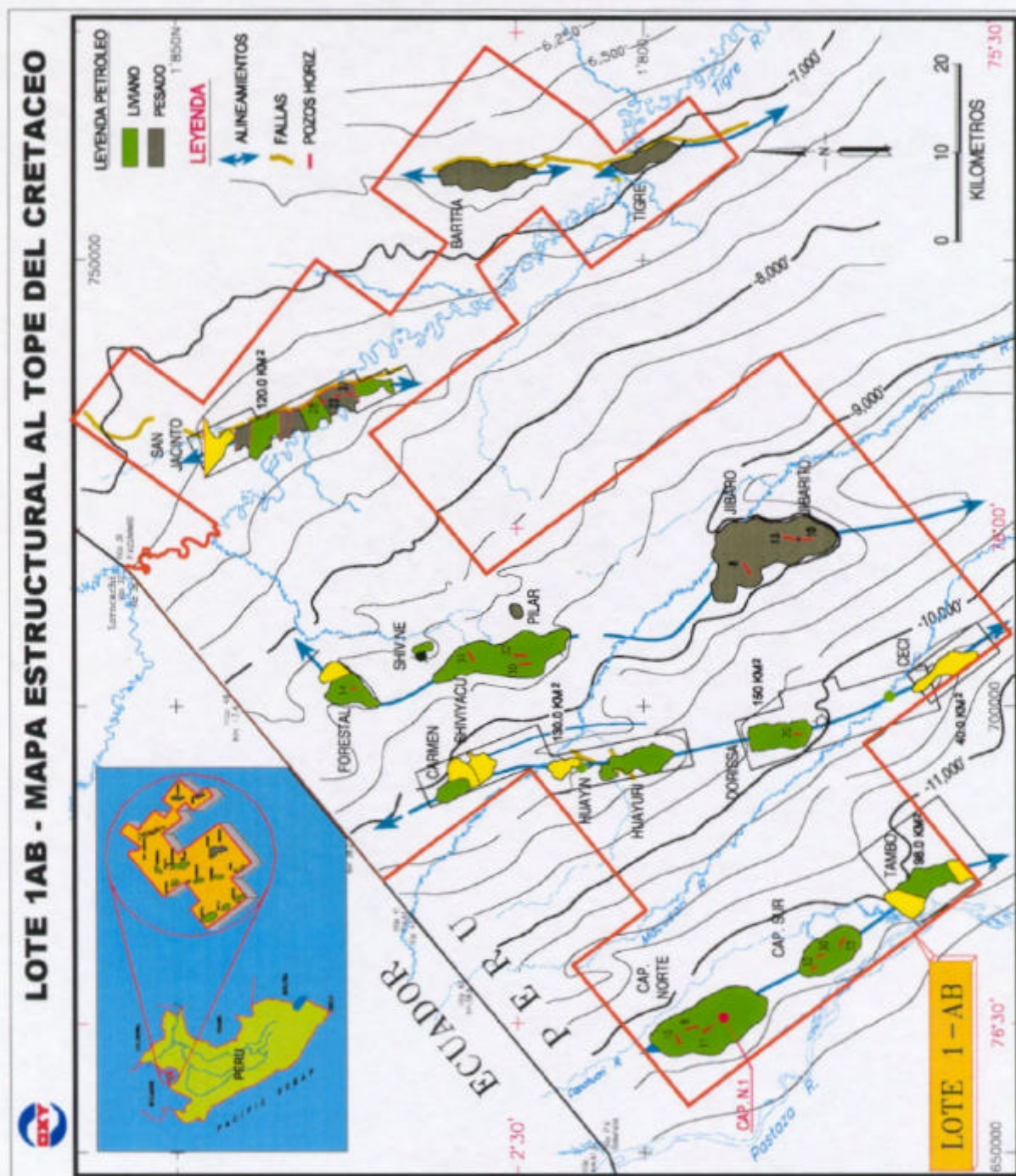
- Cleveland M. -Vivian Core Study, Reporte Interno de Occidental Peruana Inc.
- Del Solar C. -Simposium "Exploración por Hidrocarburos en el Perú". Zona Selva. IV Congreso Peruano de Geología.
- Eduardo H. -Paleogeografía del Paleozoico en el Oriente Peruano. VII Congreso Peruano de Geología.
- Lay V., Becerra A. -Exploración y Desarrollo en la Porción Norte de la Cuenca Marañón. VI Simposio Bolivariano - "Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas".
- Pardo A. -Chonta Core study, Reporte Interno de Occidental Peruana Inc.
- Short J. A. -Directional and Horizontal Drilling.

## LEYENDA DE ILUSTRACIONES

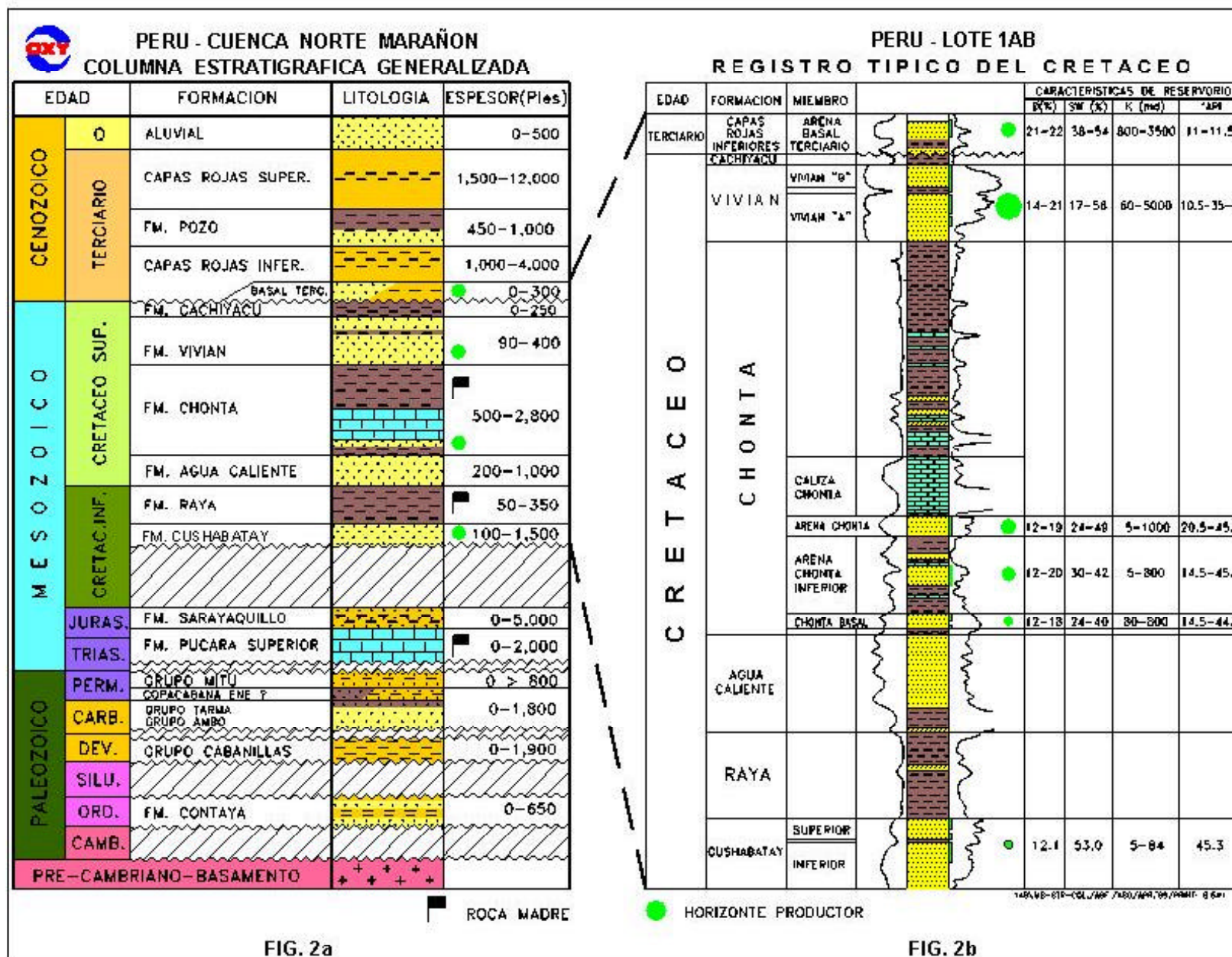
- **Figura 1**, Lote 1-AB Mapa de Ubicación y Estructural al Tope del Cretáceo.
- **Figura 2a**, Columna Estratigráfica, Porción Norte de la Cuenca Marañón.
- **Figura 2b**, Registro Tipo, Lote 1-AB.
- **Figura 3a**, Tipos de pozos perforados por OXY, Lote 1-AB.
- **Figura 3b**, Clasificación de Pozos Horizontales.
- **Figura 3c**, Diagrama del ángulo crítico.
- **Figura 4a**, Historia de Production, Lote 1-AB.
- **Figura 4b**, Producción total vs. horizontal, Lote 1-AB.
- **Figura 5a**, Mapa Estructural Capahuari Sur – Vivian.
- **Figura 5b**, Sección Estructural pozo Capahuari Sur-30H.
- **Figura 6a**, Mapa Estructural Capahuari Sur – Chonta.

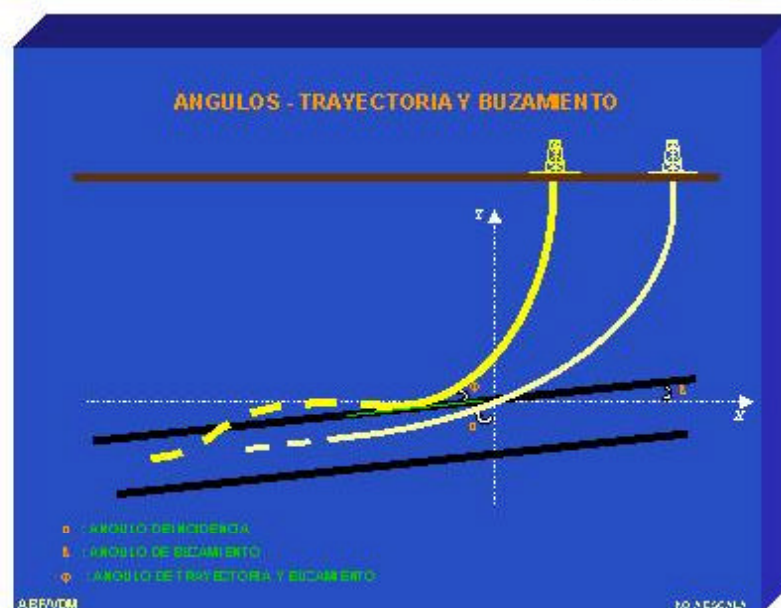
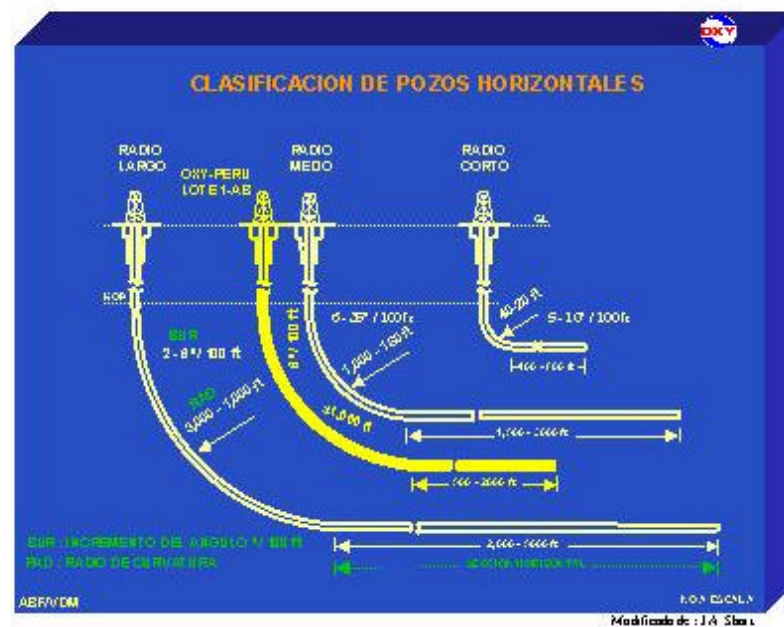
- **Figura 6b**, Sección Estructural pozo Capahuari Sur-32H.
- **Figura 6c**, Sección Estructural pozo Capahuari Sur-33H.
- **Figura 7a**, Mapa Estructural Dorissa – Vivian.
- **Figura 7b**, Sección Estructural pozo Dorissa-20H.
- **Figura 8a**, Mapa Estructural Jibaro-Jibarito – Vivian.
- **Figura 8b**, Sección Estructural pozo Jibaro-8H.
- **Figura 9a**, Mapa Arena Neta San Jacinto – Chonta (Unidad B-1).
- **Figura 9b**, Sección Estructural pozo San Jacinto-23H.













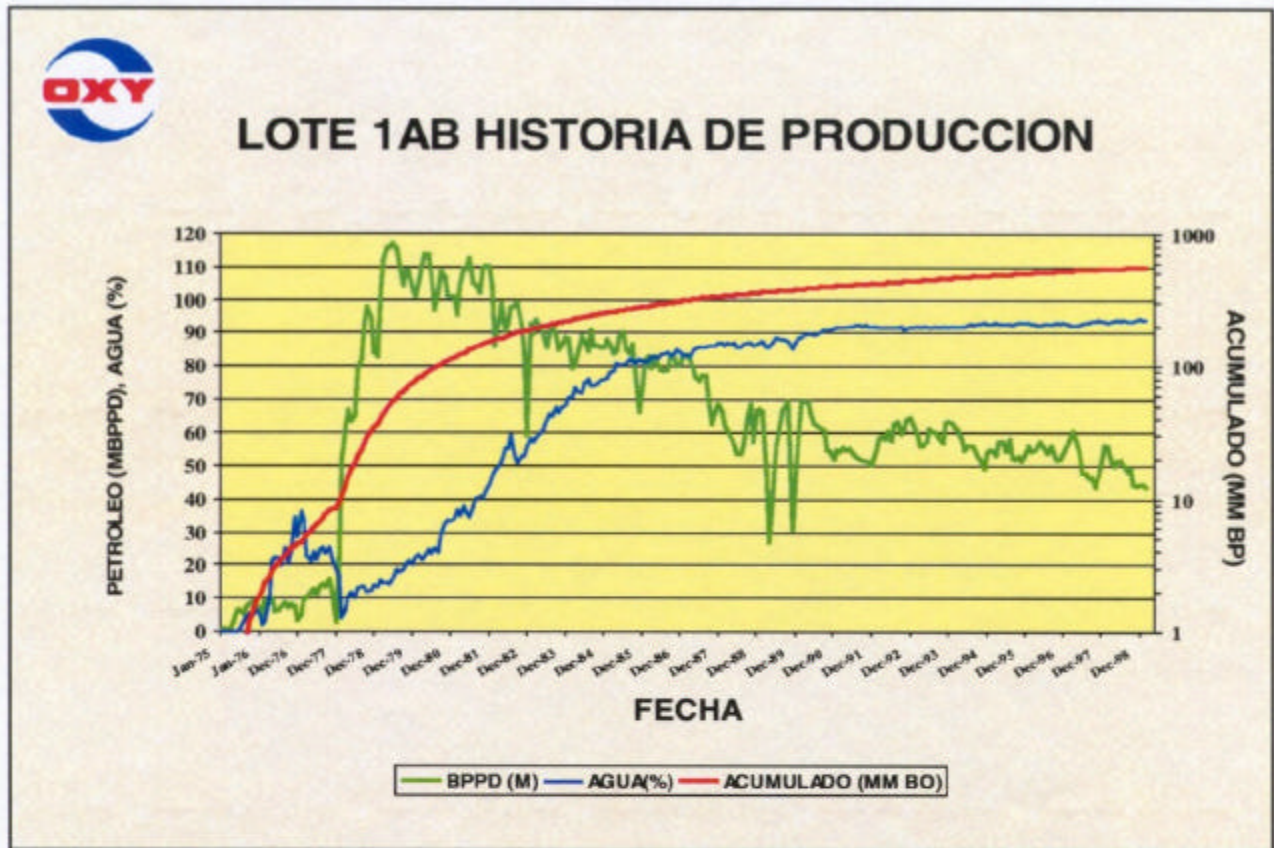


Fig. 4a

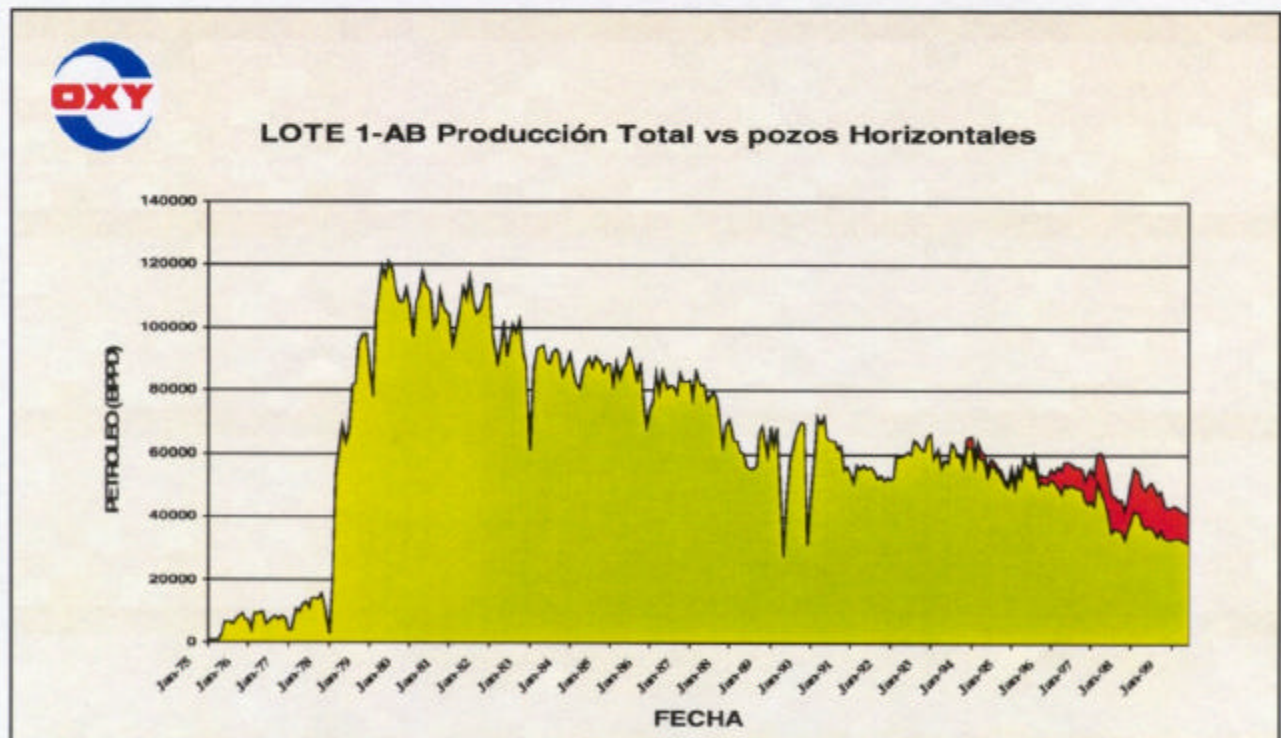
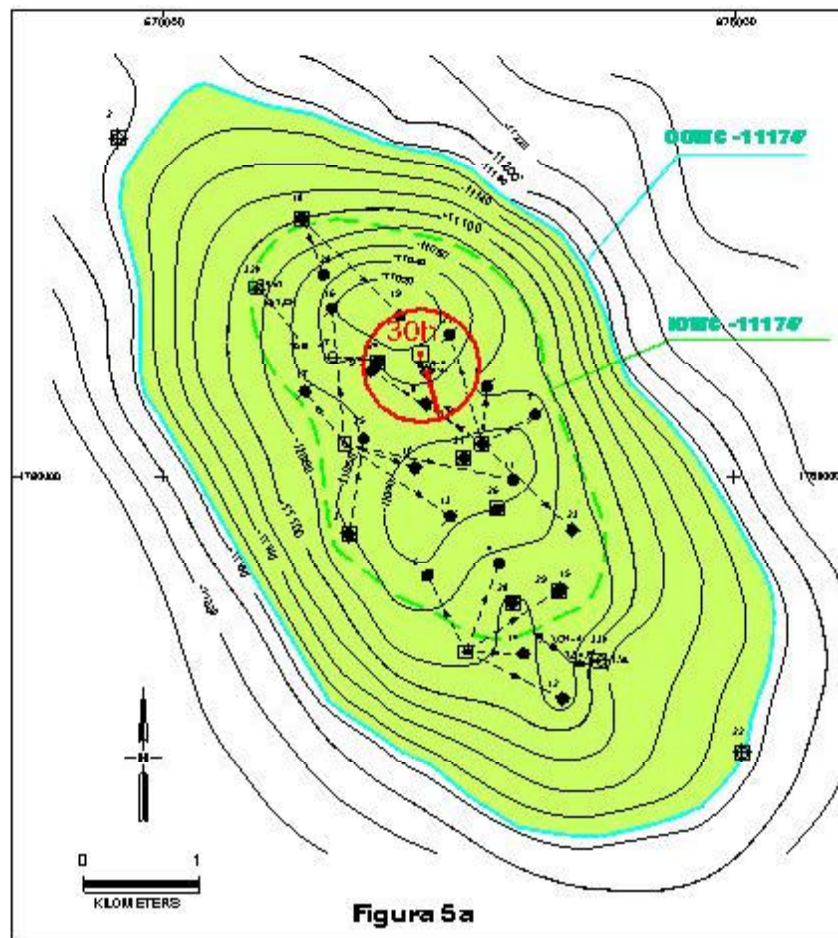
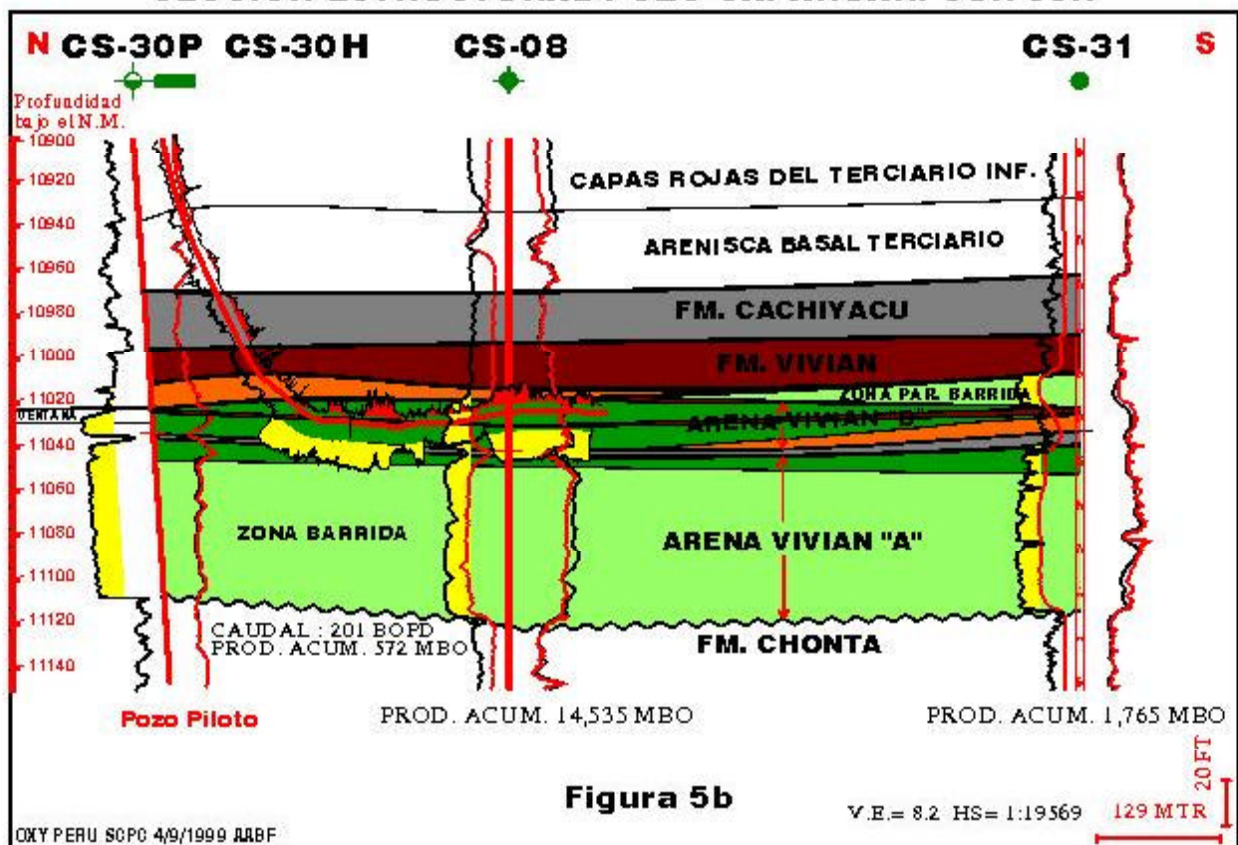


Fig. 4b

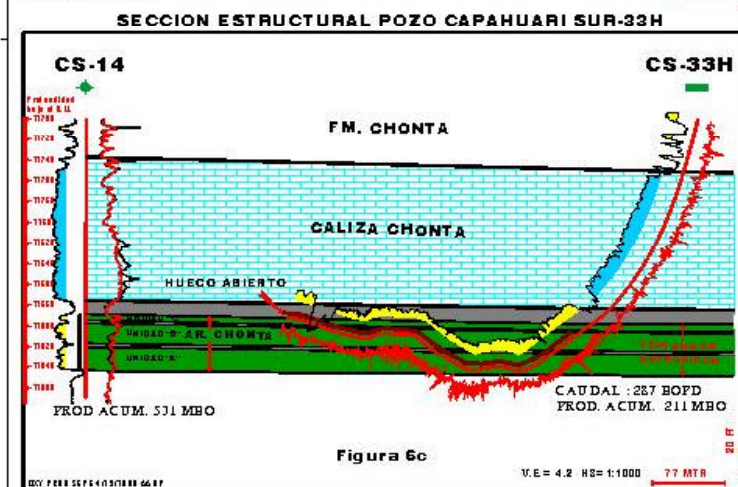
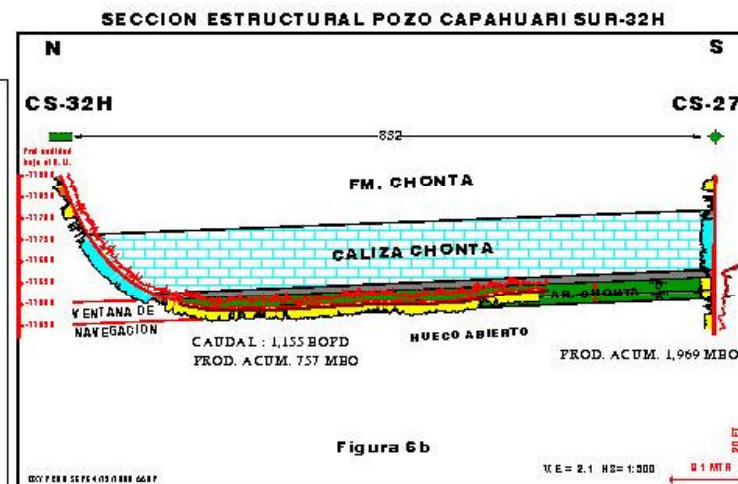
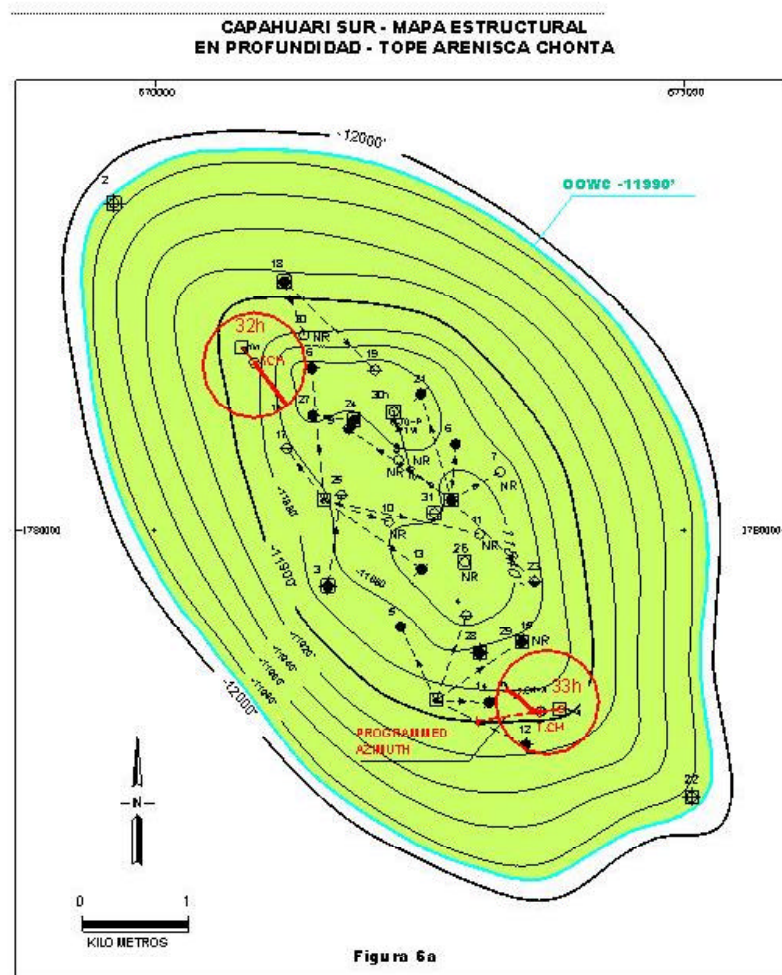
**CAPAHUARI SUR - MAPA ESTRUCTURAL  
EN PROFUNDIDAD - TOPE ARENA VIVIAN "A"**



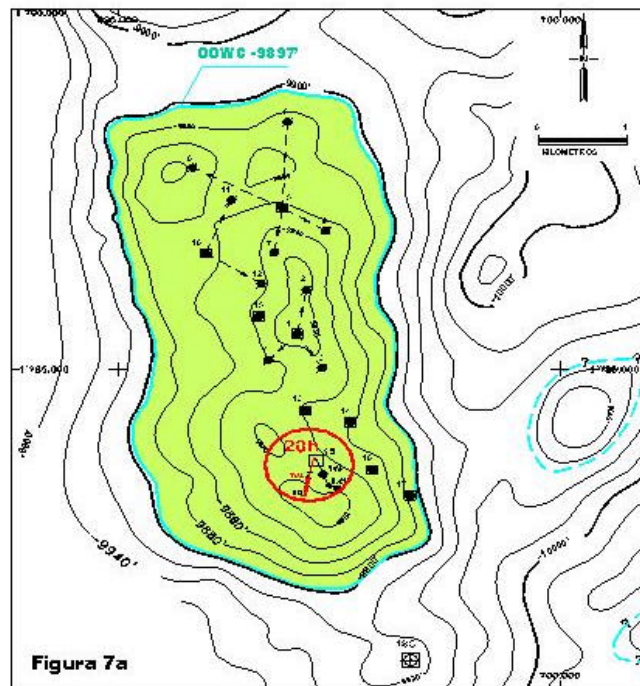
**SECCION ESTRUCTURAL POZO CAPAHUARI SUR 30H**



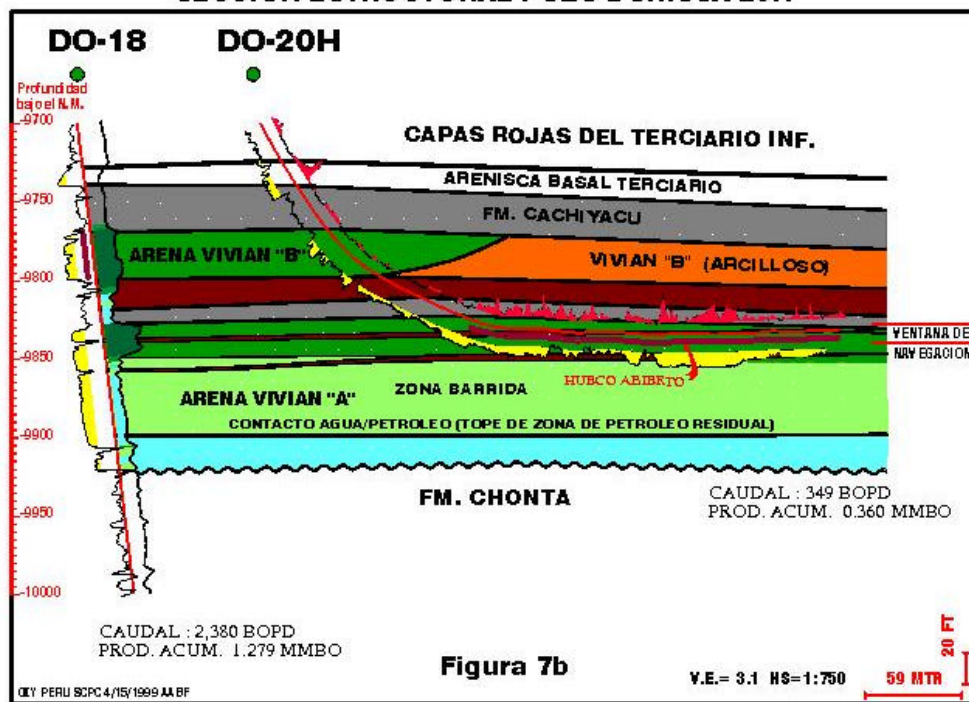




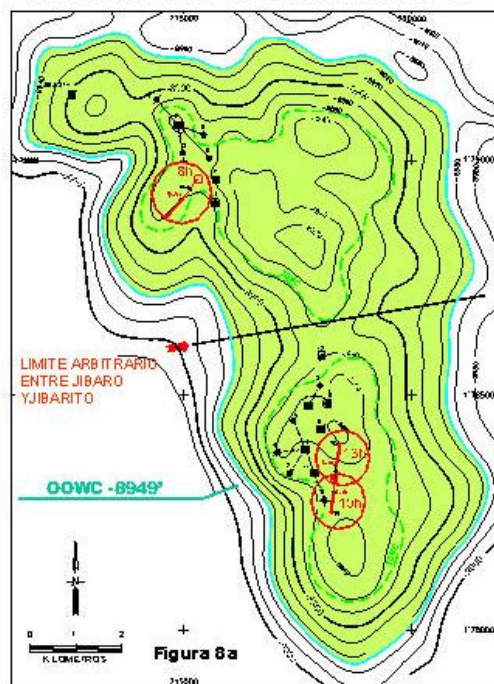
**DORISSA - MAPA ESTRUCTURAL  
EN PROFUNDIDAD - TOPE ARENA VIVIAN "A"**



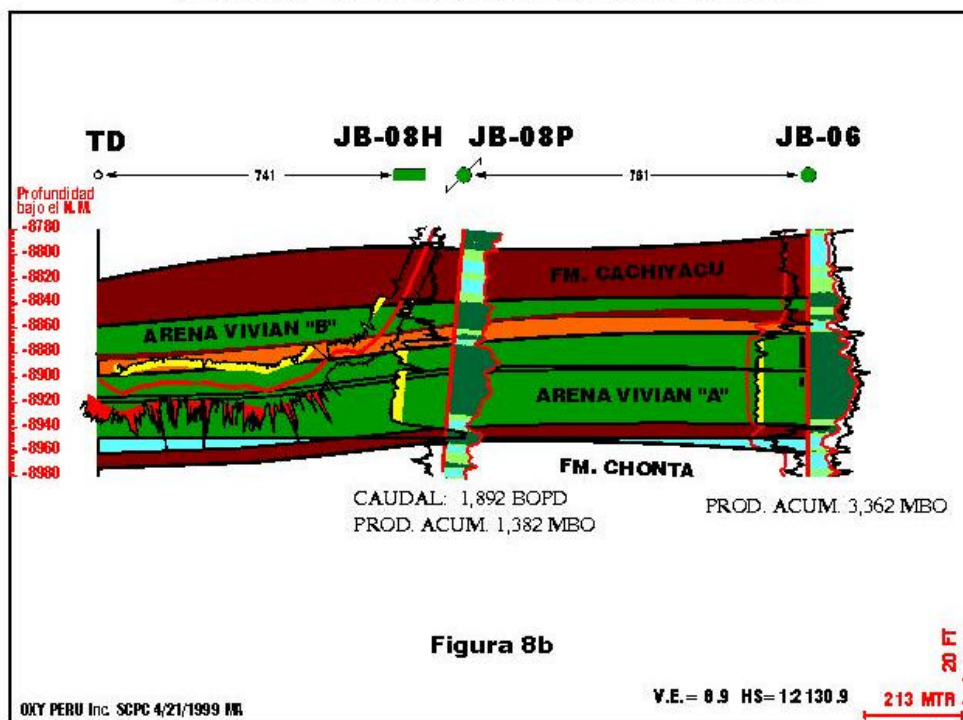
**SECCION ESTRUCTURAL POZO DORISSA-20H**



**JIBARO - JIBARITO - MAPA ESTRUCTURAL  
EN PROFUNDIDAD - TOPE ARENA VIVIAN "A"**

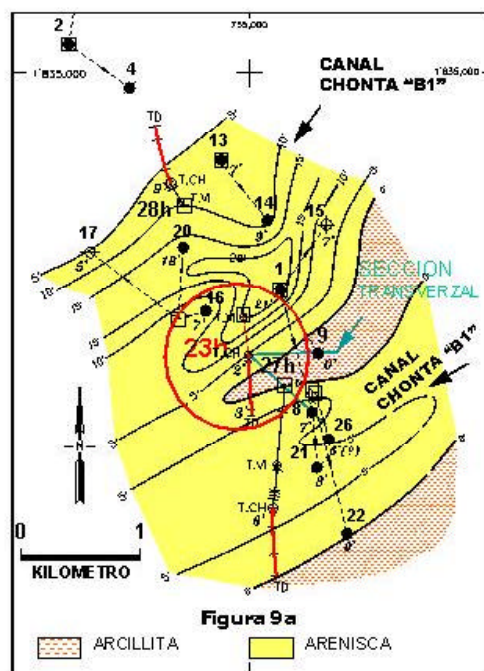


**SECCION ESTRUCTURAL POZO JIBARO-8H**





**SAN JACITO - MAPA ISOPACO  
ARENISCA CHONTA - UNIDAD "B1"**



### SECCION ESTRUCTURAL POZO SAN JACINTO-23H

