

POZOS HORIZONTALES PARA PRODUCIR RESERVORIOS DE BAJA PERMEABILIDAD

Antonio Zegarra
Occidental Peruana Inc., Sucursal Del Peru

RESUMEN

Los pozos horizontales han probado ser una buena alternativa para mejorar la producción de campo y la recuperación de petróleo en reservorios maduros, caracterizados por una baja permeabilidad de roca y un pobre mantenimiento de presión.

La evaluación se ha hecho para la arena Chonta, del campo Capahuari Sur, ubicado en el Lote 1-AB, al norte de la selva peruana. Este reservorio fue descubierto en 1973 y ha estado sujeto a un bajo nivel de extracción desde 1978.

La arena Chonta es un complejo de barras marinas, con tres unidades de flujo bien definidas. El espesor del reservorio es bastante uniforme con un promedio de 50 pies de arena. Se observan cambios laterales en la calidad del reservorio, causados por bioturbación y cambios de facies. Los procesos diagenéticos han reducido la porosidad y la permeabilidad a los mas bajos niveles del Lote 1-AB.

Originalmente la presión del reservorio se encontraba por encima de la presión del punto de burbujeo, siendo el principal mecanismo de producción la expansión de la roca y fluido. Actualmente, la presión del reservorio esta cerca de la presión del punto de burbuja, y su mecanismo de producción ha cambiado a la impulsión por gas disuelto, con una menor contribución de impulsión de agua debido a un acuífero muy débil.

Los proyectos de recuperación secundaria han sido descartados debido a la alta sensibilidad de la formación a fluidos externos. Se usó un modelo de simulación de reservorio para determinar la factibilidad técnica de re-desarrollar la arena Chonta en el campo Capahuari Sur mediante pozos horizontales; dos ubicaciones fueron propuestas, las que han sido perforadas exitosamente y al momento se encuentran en producción.

INTRODUCCION

El campo Capahuari Sur se encuentra ubicado en el Lote 1-AB, selva norte de Perú. El primer pozo fue terminado en Abril de 1973. Durante la prueba de formación en la arena Chonta se obtuvo una tasa de extracción en condiciones de flujo natural de 3175 BOPD, con una gravedad de 37.2° API. Se encontró igualmente petróleo en la arena de Vivian, mas potente y con mejores características de roca reservorio, ubicada 800 pies mas arriba. Las operaciones de producción se iniciaron en Febrero de 1978.

La estructura tiene una longitud aproximada de 8 Km y un ancho de 5 Km, esta, fue delimitada por sísmica 3D antigua, dado que los pozos cubren solo una porción al centro del reservorio. El Petróleo Original In-situ es de 65.3 MMBO. A finales de 1997 la recuperación final estimada era de 12.0 MMBO, lo que daba un factor de recuperación final de 18.4%.

Por veinte años se han evaluado alternativas para investigar el comportamiento productivo del reservorio y así poder encontrar opciones para incrementar su factor de recuperación (ver lista de Referencias): Estudios iniciales de Balance de Materia que determinaron el mecanismo de producción; diferentes proyectos de simulación de reservorios analizando la factibilidad de inyección de agua, en forma periférica o usando pozos existentes; estudios de inyección de gas, para mantener la presión del reservorio; inundación con agua de Vivian como un medio de disponer el agua producida del campo. Finalmente como una alternativa viable se propuso, incrementar la recuperación mediante pozos horizontales; al momento se han perforado dos con resultados satisfactorios.

GEOLOGIA Y CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO

El yacimiento Chonta perteneciente al Cretáceo superior, es una estructura anticlinal, se caracteriza por su forma simétrica y un suave buzamiento, que no supera los 3°. El reservorio esta conformado de areniscas en un sistema de deposición de barras marinas, cuerpos elongados paralelos a la línea de

costa, en un sentido NO-SE, con canales de marea orientados perpendicularmente. Ha sido dividido en tres ciclos que corresponden a un modelo de islas de barrera en progradación, con sus diferentes sub-ambientes de grano creciente hacia el tope, de acuerdo al tipo de facies. El espesor del reservorio es bastante uniforme, con un promedio de 50 pies de arena. Se observan cambios laterales en la calidad de reservorio, causados por bioturbación y cambios de facies. Un mapa estructural al tope de la arena Chonta se muestra en la Figura 1. De la misma manera se muestra la interpretación petrofísica típica de un registro eléctrico en la Figura 2.

La profundidad promedio del reservorio Chonta es de 11,900 pies bnm, motivo por el cual los procesos diagenéticos han sido muy fuertes; esto, en conjunto con el proceso de sedimentación, ha hecho que los valores de permeabilidad y porosidad estén entre los mas bajos del Lote 1-AB. La permeabilidad obtenida del análisis de núcleos y resultados de pruebas de formación fluctúa entre 20 a 150 md. La porosidad promedio esta en el rango de 12%. Actualmente estas propiedades se han degradado debido a la declinación de la presión del reservorio; esto se ha comprobado con análisis especiales de núcleos, donde la permeabilidad se reduce aun 75% por el incremento de la presión de sobrecarga en 3000 psi..

La saturación de agua connata fue obtenida de registros eléctricos. El promedio de la saturación de agua fue estimado en 24%, sin embargo, debido a los grandes cambios estratigráficos y a la distribución de los granos de arena varia entre 22% y 41%. Las zonas de alta saturación de agua corresponden a arenas de grano fino, arcillosas y limolíticas de baja permeabilidad, obviamente el agua en estas zonas es no movable y no han sido consideradas para promediar la saturación de agua inicial.

El mecanismo de producción dominante es por gas disuelto, inicialmente dominado por la expansión del petróleo, el agua y la roca reservorio. Actualmente con la presión del reservorio ligeramente por debajo de la presión de burbuja, la expansión del gas libre es predominante. Existe una menor contribución de impulsión por agua debido a un acuífero débil. Dos pozos perforados en los extremos norte y sur del reservorio (Capahuari Sur 2 y 22 respectivamente), han delimitado el contacto agua-petroleo.

La presión estática inicial del reservorio fue estimada en 5600 psi, actualmente se encuentra en un promedio de 2750 psi (presión del punto de burbuja: 2877 psi). En las Figs. 3 y 4 adjuntas, se muestra la caída de presión en función del tiempo y de la producción acumulada de petróleo; se observa inicialmente un mantenimiento de presión en el acuífero (pozos 2 y 22), no así dentro del reservorio. El valor actual de presión se ha mantenido casi constante durante los últimos diez años, por la alta compresibilidad del gas libre que se esta generando; igualmente, debido al efecto combinado del bajo régimen de extracción de fluido y al débil soporte del acuífero, cuyo efecto ocurre debido al gran diferencial de presión entre el área de pozos productores del reservorio y sus alrededores.

No hay evidencia que se haya formado un casquete de gas secundario. Es muy probable que el gas libre en el reservorio no se mueva, debido a la baja permeabilidad vertical de la formación, a las intercalaciones arcillosas dentro de esta y por encontrarse el gas libre por debajo de su saturación crítica. El comportamiento de los pozos no muestra indicios de liberación de gas; no hay incremento del GOR producido, no se nota una reducción del PI debido a una baja de la permeabilidad relativa al aceite, y tampoco se nota el efecto de enfriamiento en las perforaciones que podría precipitar asfáltenos en el área vecina, restringiendo aun mas la productividad del pozo.

Inicialmente se tuvo algunos problemas de precipitación de asfáltenos por efecto de la caída de presión. Además, debido a la elevada salinidad del agua que supera las 100,00 ppm de cloruros y el probable contenido de sal en el crudo se genera problemas de incrustaciones de sal en la tubería de producción, que son resueltos con lavados de agua dulce y escariadores.

DESARROLLO

Hasta el año de 1997 se había perforado 31 pozos en el campo, de los cuales 24 penetraron en la arena Chonta. Dos de estos pozos, que encontraron agua sirvieron para delimitar el reservorio. Durante las diferentes etapas de desarrollo se ha llegado a producir de 14 pozos, de los cuales solo ocho han aportado en forma significativa. Nunca hubo mas de cuatro pozos simultáneamente en producción. La Fig. 5 representa el acumulado total de petróleo producido en tiempo, lo mismo que el número de completaciones en Chonta que estuvieron aportando. La Fig. 6 muestra el comportamiento de los mejores pozos. A fines de 1997 se había acumulado 9.5 MMBO.

La tasa de producción mas alta fue de 6400 BOPD, que se registró al inicio de la etapa de explotación en 1978, proveniente de cuatro pozos en línea. El promedio del régimen de extracción se ha mantenido en

800 BOPD durante los últimos años,. Se adjunta la Fig. 7, que muestra el caudal de producción en tiempo, con una producción sostenida de solamente dos pozos.

Los pozos, fueron inicialmente completados con sarta dual, para producir por separado de ambas arenas (Vivian y Chonta); y eventualmente para utilizar el gas de Chonta como ayuda para el levantamiento de petróleo de Vivian. Durante los tres primeros años, el método primario de producción para el reservorio Chonta fue el de flujo natural. En Abril de 1984 se instaló el sistema artificial de levantamiento por gas en el pozo Capahuari Sur 1; otras instalaciones fueron hechas en casos de solamente producir de Chonta; porque la diferencia de presiones de reservorio, hacia incompatible el levantamiento por gas de estas dos zonas simultáneamente.

En los últimos ocho años el reservorio Chonta en Capahuari Sur estuvo siendo drenado solo por dos pozos, ambos bajo el sistema de levantamiento artificial por gas; la escasez de gas causó una baja eficiencia de producción. La poca productividad de Chonta es atribuida al efecto combinado de: el bajo índice de productividad comparado al de Vivian y al agotamiento de presión en Chonta (mientras que el PI de Vivian ha sido constante, debido al soporte de un acuífero muy activo).

La mayoría de los pozos se usan para producir petróleo de la formación Vivian, mediante el sistema de bombeo electrosumergible. Al momento se estima para el reservorio Vivian una presión estática de 4450 psi, motivo por el cual no se puede producir de Vivian y Chonta simultáneamente. Se han presentado problemas de flujo cruzado, mayormente debido a fallas mecánicas en las herramientas que aislaban las arenas una de otra. Recientemente se ha abierto a producción la arena Chonta en dos pozos: Capahuari Sur 13 y 29; el primero produjo agua de Vivian por tres meses antes de ser cerrado; el segundo ha estado produciendo a tasas inferiores a 100 BPPD, con un corte de agua de 50%, lo cual ha demostrado la sensibilidad de la formación Chonta a los fluidos extraños.

DESARROLLO ALTERNATIVO

Con el propósito de mejorar la recuperación final de la arena Chonta, desde 1980 se han realizado estudios basados en pruebas de interferencia, balance de materia y modelos detallados de reservorio; buscando justificar proyectos de inyección de agua, ya sea esta periférica o mediante el uso de los pozos existentes. Se realizaron estudios de factibilidad para la inyección de gas en la cresta del reservorio, con el propósito de mantener la presión de la formación; sin embargo, la poca disponibilidad de gas y el uso que se le daba en el sistema de levantamiento artificial, hacia inviable su inyección. Finalmente se evaluó la posibilidad de re ingresar el agua de Vivian a Chonta, con el doble propósito de desplazar el petróleo y poder disponer del agua de formación; pero como se indicó esta tampoco resultaba atractiva; además, el agua no tratada de Vivian, con cierto contenido de aceite como contaminante, podría llevar a problemas de taponamiento por emulsión de petróleo y/o precipitación de asfáltenos.

Para evaluar el proyecto de inyección de agua se realizaron estudios previos de sensibilidad de la formación; utilizando muestras de núcleos obtenidos de Chonta y agua de formación. Los resultados se muestran a continuación:

Sensibilidad de la formación

1. Se efectuaron análisis de XRD y SEM en muestras de núcleos de Chonta; con el propósito de determinar el volumen y tamaño de las arcillas, la mineralogía y la posición de estas arcillas en la estructura de los poros; todo esto, para un mejor entendimiento de las posibles causas de la pérdida de permeabilidad que pudieran ocurrir. Se hallaron en abundancia minerales de arcilla como illita, kaolinita y clorita; estos están recubriendo los granos y llenando poros. Los análisis muestran abundancia de arcilla que puede causar migración de finos; pero las arcillas que se hinchan son mínimas. También se encontró que cada una de estas arcillas muestra grandes volúmenes de microporosidad, la cual puede mantener grandes cantidades de agua, que resultan en alta saturación irreducible de agua.
2. Pruebas de sensibilidad fueron efectuadas, con diferentes tipos de fluidos en distintos laboratorios. Estas mostraron que la permeabilidad al líquido de la formación Chonta, es severamente afectada por la mayoría de los fluidos que se usaron. El resultado gráfico de estas pruebas se encuentra adjunto en las Figuras 8 y 9.

3. Pruebas de inyectividad fueron efectuadas en varios pozos; los resultados confirmaron la tendencia de reducción de la permeabilidad en Chonta. Como efecto de la presencia de aguas extrañas; las presiones de inyección se incrementaron gradualmente, llegando a valores de 6000 psi, con regímenes de entrada insignificantes.

A pesar de los buenos resultados obtenidos en el estudio de simulación de reservorios, la posibilidad de inyectar agua como método alternativo de producción fue descartado; a los resultados negativos obtenidos en las pruebas de sensibilidad de la roca, hubo que añadir el alto costo del proyecto, la necesidad de trabajos previos de fracturamiento hidráulico, el largo tiempo que tomaría la inyección en todo el campo, y el alto riesgo que implicaba.

POZOS HORIZONTALES

Luego de concluir con los estudios de sensibilidad de la formación y haber descartado el proyecto de inyección de agua, los pozos horizontales se presentaron como una buena alternativa para mejorar la recuperación del campo.

Las siguientes consideraciones teóricas fueron tomadas en cuenta para decidir sobre esta opción:

1. Un pozo horizontal representa un caso límite de una fractura de conductividad infinita, donde la altura de la fractura es igual al diámetro del pozo. La caída de presión es insignificante; la presión en la cara del pozo y en cada punto de la fractura es la misma.
2. La caída de presión es menor en un pozo horizontal que en uno vertical, debido al régimen de entrada lineal hacia el pozo de modo que por unidad de longitud en un pozo horizontal la caída de presión es mucho menor que en el caso de un pozo vertical.
3. El daño de formación durante la perforación horizontal es un serio problema, especialmente para pozos perforados en reservorios de baja permeabilidad; los sólidos pueden obturar el cuello de los poros, creando un mayor efecto skin. De la misma manera, el mayor tiempo que toma la perforación, hace que la invasión de fluidos sea mucho mayor.
4. Debido a la mas larga longitud del pozo, en un periodo dado de tiempo bajo condiciones similares de operación, un pozo horizontal va a drenar de una área mas grande del reservorio que un pozo vertical.
5. Las reservas a ser desarrolladas por un pozo horizontal, no solo tienen que ser mayores que las de un pozo vertical, sino que tambien tienen que producirse en un periodo de tiempo mas corto.
6. Los costos no tienen que exceder exageradamente los costos de perforación de un pozo vertical.

Basados en las consideraciones anteriores, se obviaron los dos grandes inconvenientes que se pensaba podían existir:

1. Problema de estabilidad de la arenisca Chonta, dado que se iba a perforar en una formación muy profunda, con baja gradiente de presión hidrostática: 0.22 psi/ft.
2. Problema de daño de formación, que se consideró podría ocurrir al perforar una formación sensible y además que el daño causado podría ser muy difícil de remover.

Simulación de Reservorio

Se preparó un nuevo estudio de simulación de reservorios; el mapa estructural al tope de la arena Chonta, con el grillado utilizado en el modelo, se encuentra en la Fig. 10; en total fueron empleadas 3150 celdas, distribuidas en tres capas.

Como el reservorio Chonta es dominado por una expansión de fluido y roca, seguido por un incipiente mecanismo de gas en solución, los ajustes de historia por presión son los mas aplicables. Para alcanzar una buena correlación, fue necesario reducir la permeabilidad incrementando la presión neta de sobrecarga, lo que ocurrió cuando se redujo la presión de reservorio de 5600 psi a 2700 psi. En la Fig.

11 se muestran mapas de distribución de presiones en diferentes etapas de la vida productiva. En la Fig. 12 tenemos el comportamiento individual de los pozos Capahuari Sur 5 y 6.

Varias ubicaciones fueron evaluadas para pozos horizontales, buscando zonas con alta capacidad de formación (kh), para esto se preparó un mapa md-ft, tal como se muestra en la Fig. 13; se tuvo igualmente en cuenta el propósito el mantener la presión del reservorio lo mas estable posible, no interferir con los pozos productores existentes y al mismo tiempo obtener la máxima eficiencia de recobro. Dos ubicaciones fueron recomendadas, estas se situaron en los extremos opuestos del campo.

Las longitudes propuestas fueron estimadas sobre la base de las longitudes del grillado usado en la simulación, y eran un promedio de 2000 pies. Los índices de productividad y tasas de extracción fueron estimados tambien en base a las longitudes horizontales a desarrollarse.

Diseño de Pozos

Las principales recomendaciones para la perforación de los pozos propuestos consideraban lo siguiente:

1. Trayectoria diseñada para penetrar todos los diferentes ciclos geológicos presentes en la formación. Se culminaba el pozo en la parte superior de la arena, tal como se muestra en la Figura 14.
2. Utilizar una herramienta de MWD para controlar la dirección y desviación. Simultáneamente correr un perfil de GR, que nos permita correlacionar con los pozos vecinos y tener un control sobre la litología y calidad de la sección horizontal.
3. Con el propósito de perforar un mínimo de 2,000 pies de sección horizontal, se propuso un pozo de radio medio.
4. Lodo de perforación en base a aceite, para evitar daño de formación a Chonta por invasión de fluidos externos y para mantener la columna hidrostática lo mas liviana posible, teniendo en cuenta la baja presión del reservorio. Igualmente se buscaba reducir la erosión y tener una buena lubricación en el conjunto de fondo.

RESULTADOS

1. Se han perforado dos pozos horizontales en Chonta: Capahuari Sur 32H y 33H; estos han alcanzado longitudes de 1560 y 1373 pies respectivamente. Los dos pozos han sido completados a hueco abierto; con instalaciones para levantamiento artificial por gas.
2. Las tasas iniciales de producción fueron mas altas que lo esperado, a pesar que la presión del reservorio es la mitad que la original; en el pozo Capahuari Sur 32 se obtuvieron valores mayores a 2000 BPPD, volúmenes similares a los de hace veinte años, cuando se empezó a operar el campo. Este pozo en menos de un año de producción ha acumulado 700 MBP. El segundo pozo, Capahuari Sur 33, tuvo una producción inicial de mas de 1500 BOPD; pero su declinación ha sido más acentuada. En la Figura 15 se muestra el comportamiento de las tasas de producción y el petróleo acumulado de ambos pozos.
3. Las reservas estimadas mediante el estudio de simulación fueron 2.8 MMBO; al momento se estima una recuperación en ambos pozos de 3.7 MMBO. Con la perforación de dos pozos horizontales, en la evaluación de reservas hecha a fines de 1998 la recuperación final del campo ha aumentado de 12.0 MMBO a 15.7 MMBO. El factor de recuperación se ha incrementado de 18.4 % a 24.0 %, el cual se encuentra por encima del promedio mundial para este tipo de reservorios.
4. El índice de productividad promedio de los pozos previos a los horizontales es 0.25 bpd/psi; los estimados iniciales para los nuevos pozos fueron de 2.0 bpd/psi.
5. El comportamiento productivo de ambos pozos no ha sido similar; el primero se encuentra al norte del reservorio, abarcando un área que incluye la zona de influencia de un pozo abandonado por problemas mecánicos, que drenaba de una zona de buena calidad de reservorio.
6. El segundo se encuentra en el extremo sur, el pozo navegó fuera de la dirección diseñada; con una pobre velocidad de penetración, equivalente a una formación de baja permeabilidad. Este pozo

desde el comienzo ha producido agua, aparentemente agua móvil conectada al acuífero débil por capilaridad, en una formación de baja permeabilidad; o, pudiera ser ingreso lateral de agua del acuífero al Sur.

7. Son los pozos horizontales mas profundos en la selva peruana, en ambos casos se ha navegado a mas de 13,000 pies de profundidad vertical y se han perforado sin presentar problemas mecánicos de ningún tipo.
8. Las longitudes a desarrollar recomendadas inicialmente no fueron alcanzadas, por la extrema dureza de la formación
9. Los costos promedio de perforación por pozo representan un incremento de 36% por sobre los costos promedio de pozos verticales en la misma área.

CONCLUSIONES

1. Los pozos horizontales han probado ser una buena alternativa para incrementar la recuperación en reservorios maduros, de baja permeabilidad y con poco mantenimiento de presión.
2. Es necesaria una buena caracterización del reservorio, identificar las áreas con alta capacidad de formación (kh), una buena área de drenaje y zonas donde se evite el agua movable.
3. Un seguimiento al comportamiento de la presión del reservorio junto con actualizaciones de los estudios de Balance de Materia son necesarios para poder estudiar la posibilidad de perforar por lo menos un pozo horizontal adicional.
4. Estudiar la factibilidad de aplicar pozos horizontales en áreas parecidas dentro del mismo Lote, como Capahuari Norte – Chonta.
5. El fluido de perforación en base a aceite ha servido para evitar daño de formación, lo mismo que para hacer exitosas las operaciones de navegación.
6. Mejorar el control durante la perforación de la sección horizontal, para evitar zonas de baja permeabilidad o no conectadas.

REFERENCIAS

1. Sotomayor, Fernando, Mayo 1996. "Capahuari Sur – Chonta: 3D Simulation Study", estudio interno de Occidental Peruana Inc.
2. Joshi, Sada D., "Horizontal Well Technology", PennWell Books, primera edición 1991.
3. Sersen, Mateo, 1995. "Chonta Sand – Sensitivity Evaluation", estudio interno, usando datos de laboratorio de la Cia. Halliburton.
4. Sotomayor, Fernando, 1993. "South Capahuari Chonta – Waterflood Feasibility"
5. Joe Mundis, Marzo 1986. "Chonta Dampflood Study", estudio realizado por: Cities Service Oil and Gas Corporation – Production Research.
6. Sotomayor, Fernando, Noviembre 1984. "South Capahuari – Gas Injection Proposal", estudio interno.
7. Filippi, Bert; Lay, Victor, Abril 1980. "South Capahuari Chonta – Waterflood Proposal", estudio interno.
8. Ingham, Steve D., 1976. "South Capahuari – Chonta Aquifer Test"

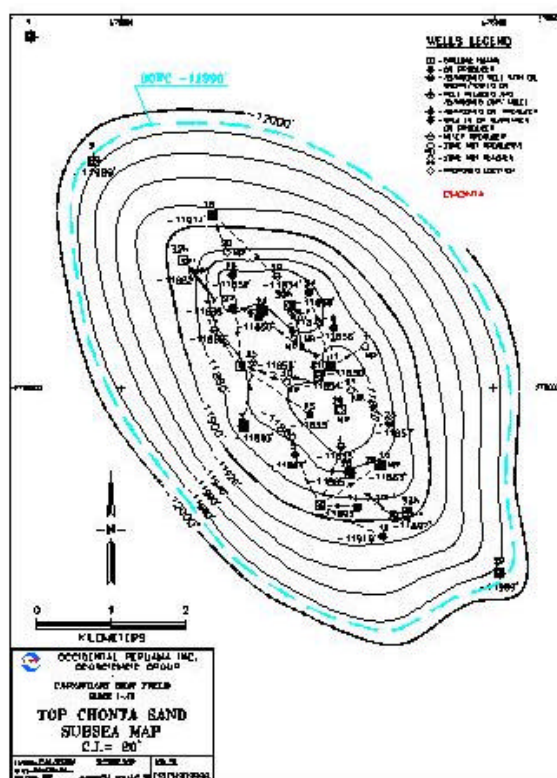


Fig 1: Mapa estructural al tope de la arena Chonta

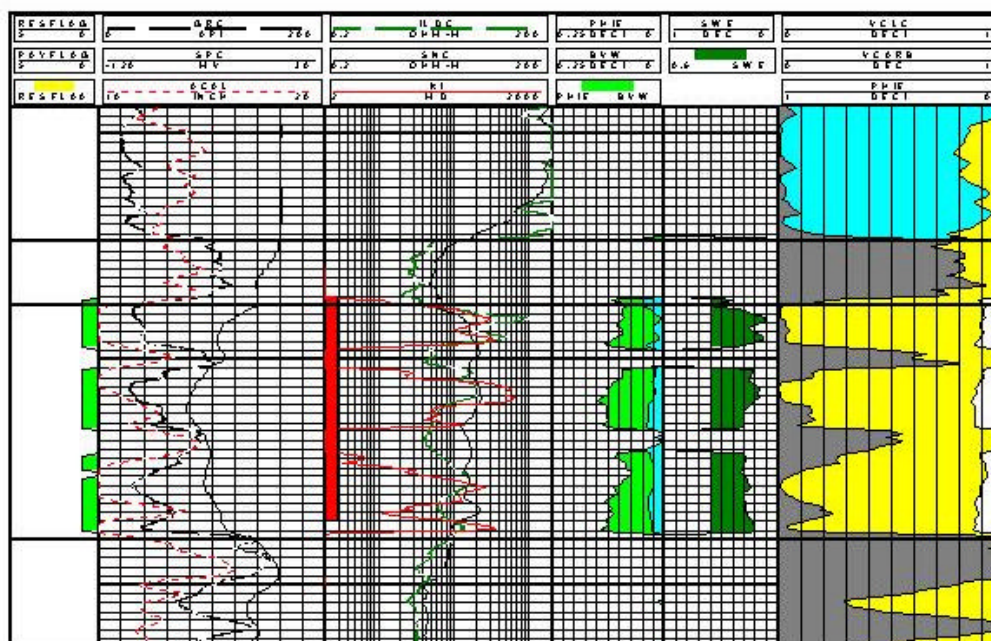


Fig 2: Típico Registro Eléctrico con la interpretación Petrofísica - Capahuari Sur. Chonta

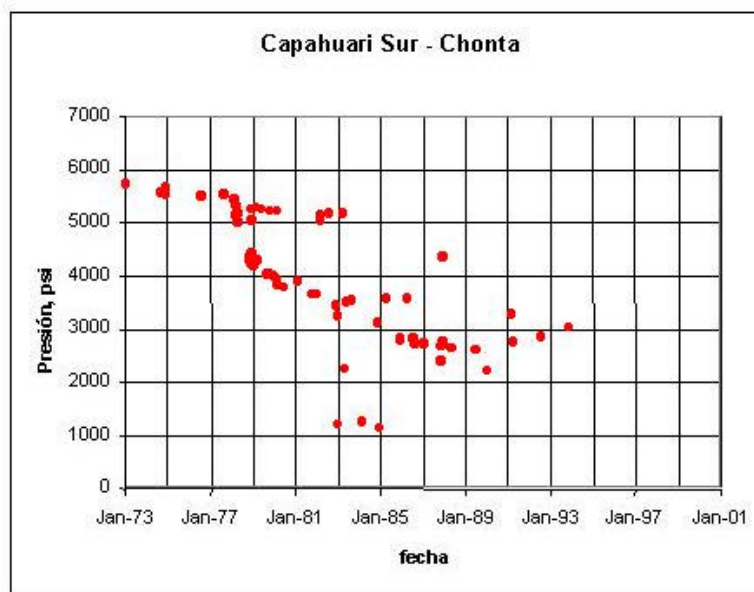


Fig 3: Presión estática de reservorio en función del tiempo

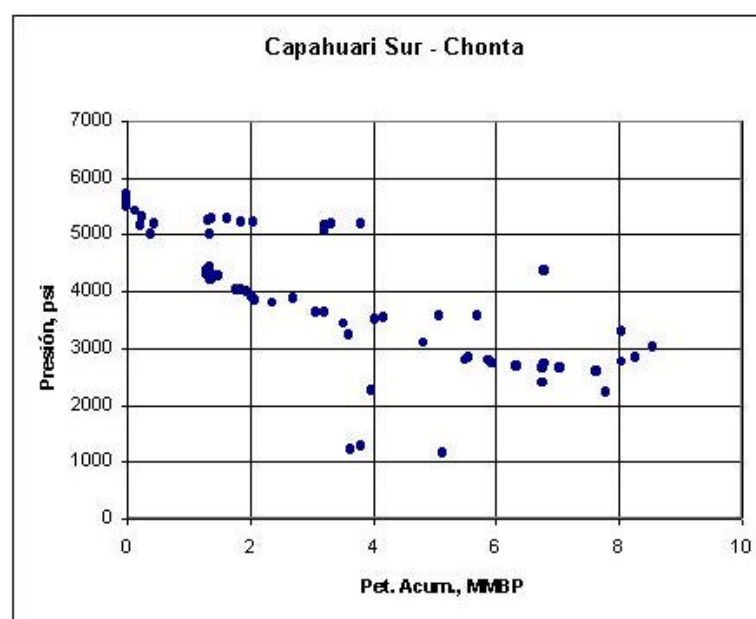


Fig 4: Presión estática del reservorio en función del Petróleo Acumulado

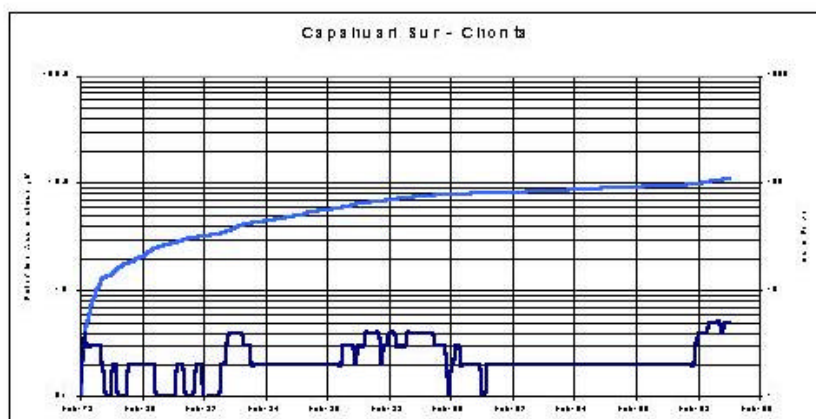


Fig 5: Producción Acumulada de Petróleo y número de pozos de pozos productores en tiempo

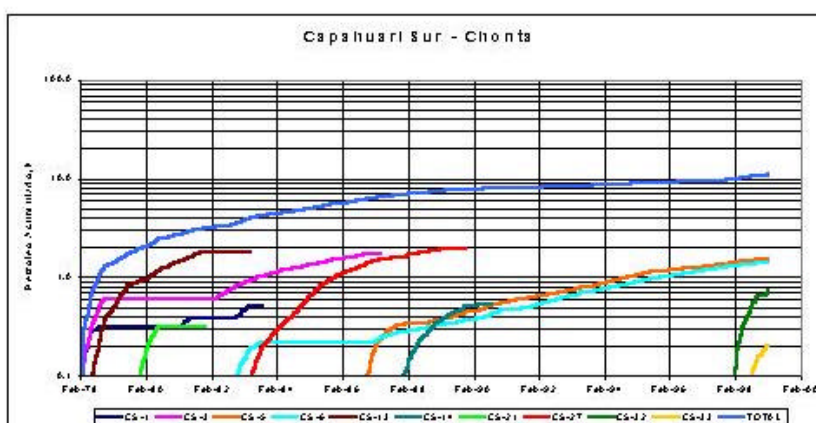


Fig 6: Comportamiento de la Producción Acumulada Total y de los mejores pozos del campo

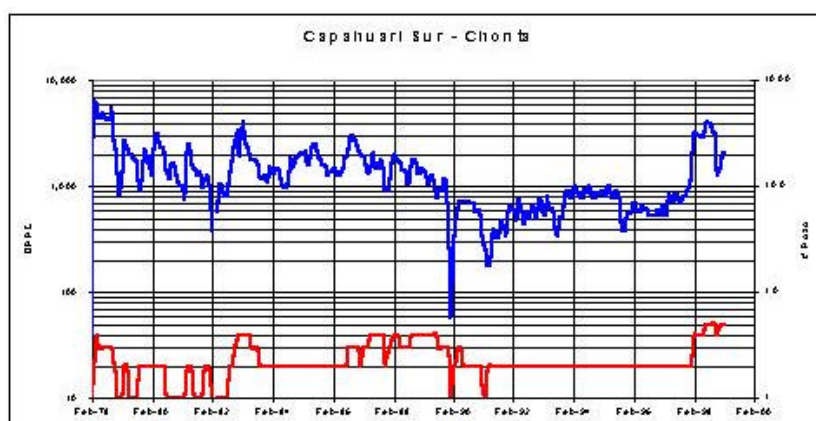


Fig 7: Producción diaria y número de pozos en tiempo

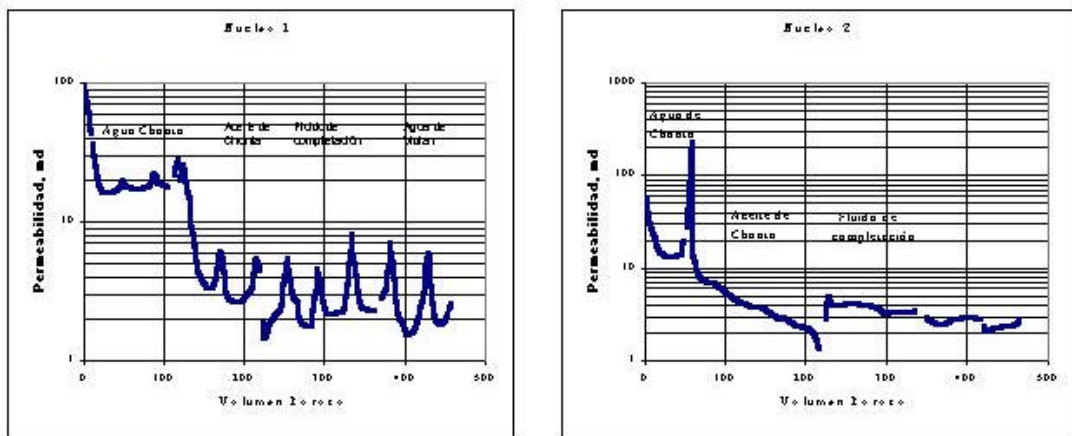


Fig 8: Cambios de permeabilidad debido a la inyección de diferentes tipos de fluido en núcleos de Chonta.

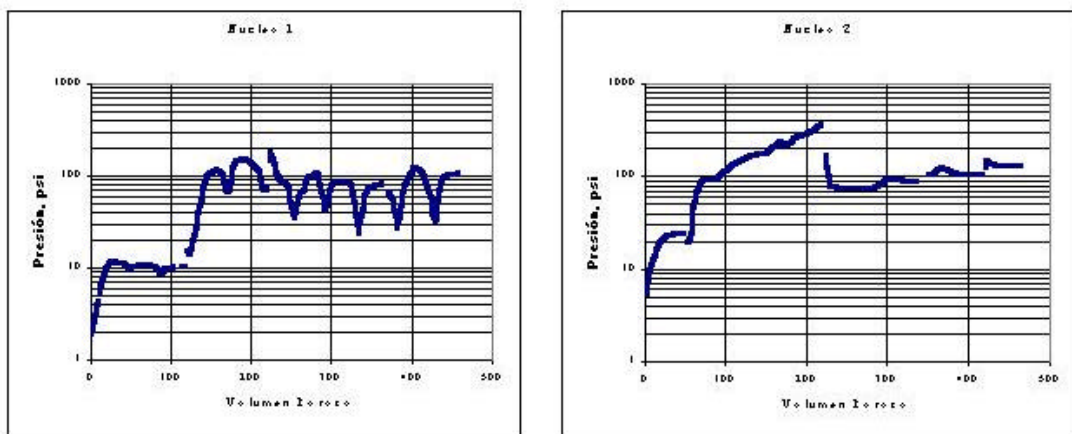


Fig 9: Cambios de presión de inyectividad debido a la inyección de diferentes tipos de fluido en núcleos de Chonta.

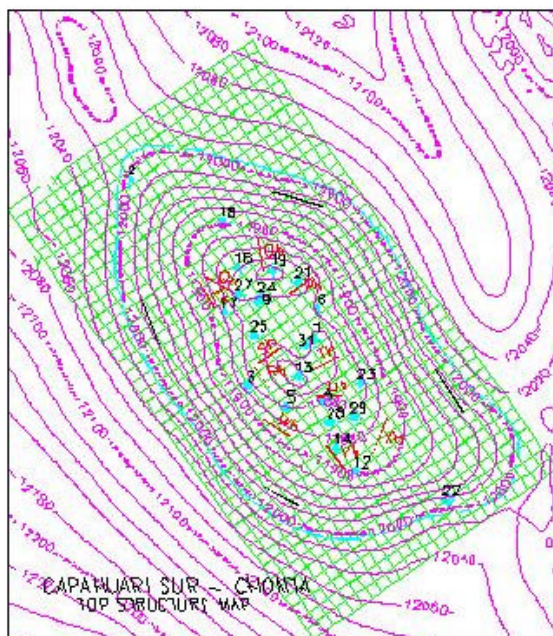


Fig 10: Mapa estructural usado en la simulación, con su respectivo grillado.

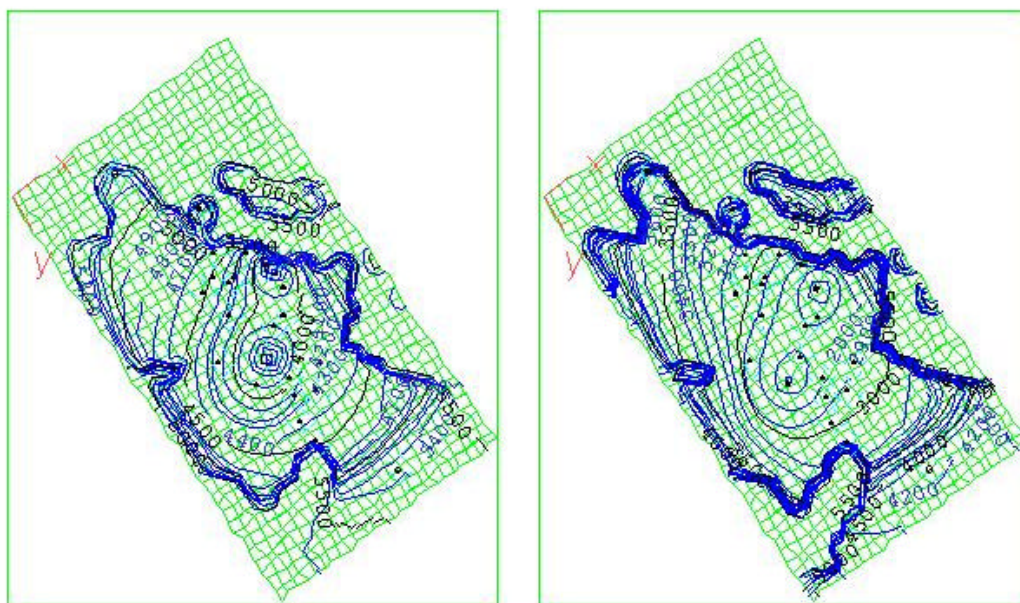


Fig 11: Distribución de la presión del reservorio en diferentes etapas de la vida productiva.

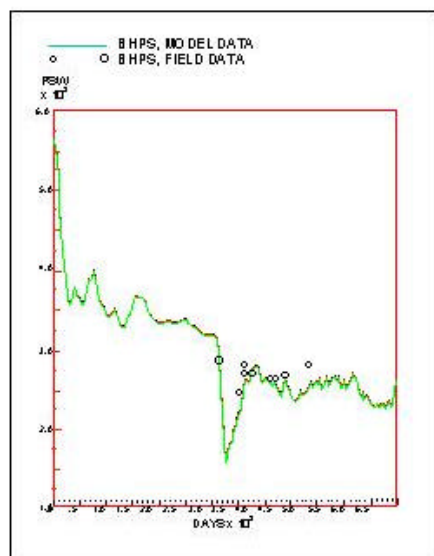


Fig 12a: Ajuste de historia - Capahuari Sur 5

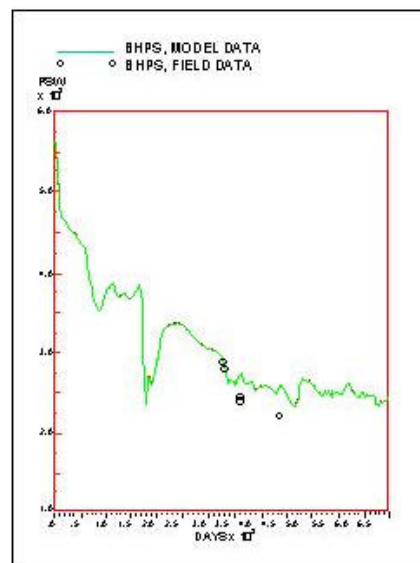


Fig 12b: Ajuste de historia - Capahuari Sur 6

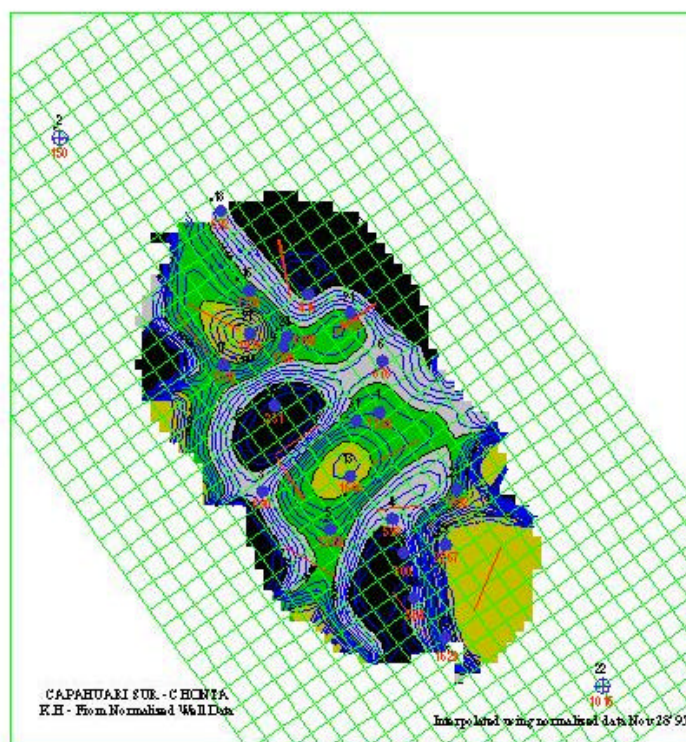


Fig 13: Mapa de capacidad de formación, kh (md-ft).

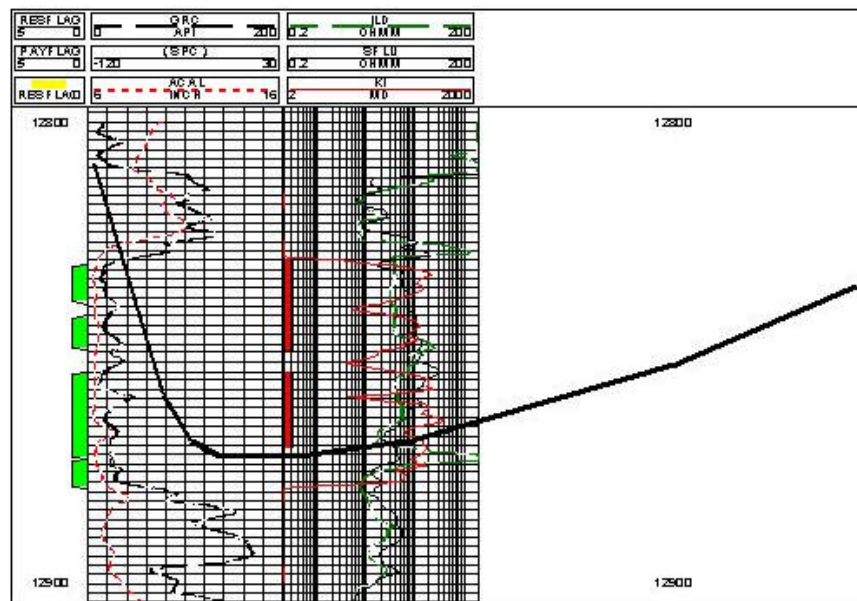


Fig 14: Trayectoria propuesta del pozo horizontal, con culminación en la parte superior de la arena

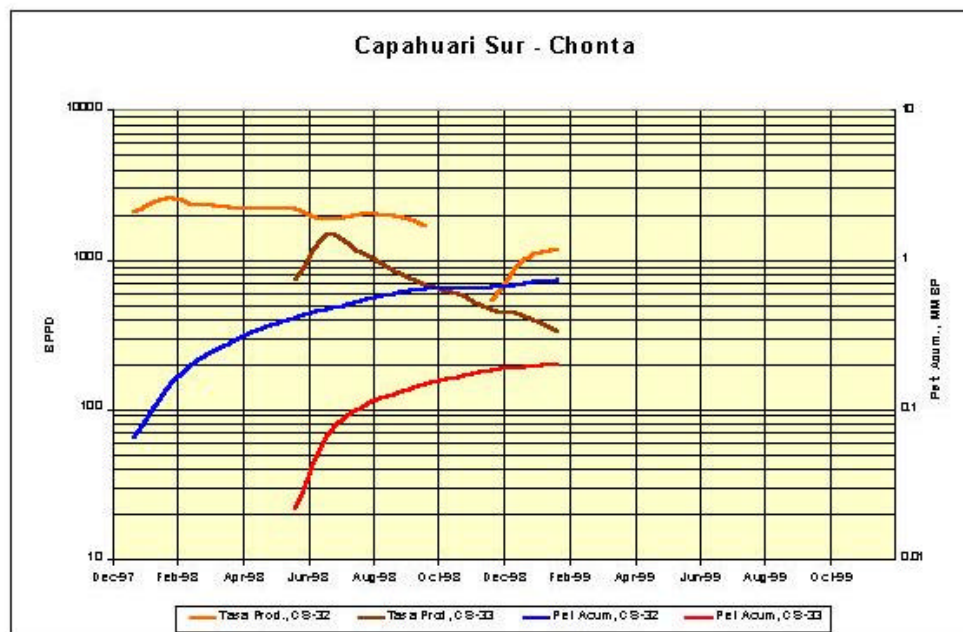


Fig. 15: Comportamiento productivo de los dos pozos horizontales.