

Evaluación mediante tecnología UBD (Underbalanced Drilling) de 2 pozos exploratorios con reservorios de baja permeabilidad y sobrepresionados en la Cuenca Neuquina

Juan D. Moreyra
S.E. SAN ANTONIO SA.

Daniel G. García
Repsol-YPF E&D Sur

Abstract

El objetivo de este proyecto fue perforar bajo balance, dos pozos exploratorios (Barreales Colorados x-3 ST y Cañadón Santo x-1 ST) mediante reentries, que nos permitieran evaluar el verdadero potencial de las capas, lo cual no se pudo realizar en los pozos originales.

El motivo de que esto sucediera, fue la cantidad de niveles arenosos sobrepresionados y de baja permeabilidad detectados, con características petrofísicas y eléctricas semejantes, lo que hacía imposible determinar las mejores capas para su posterior estimulación. La posibilidad de seleccionar estos niveles mediante esta tecnología, nos permitió optimizar la toma de decisión y enfocar la terminación solamente en el tramo que aportó, y dentro de él, en las capas con mejores condiciones de transmisividad.

Además conociendo los volúmenes aportados se pudo simular las estimulaciones hidráulicas a ejecutar y con estas el estimado de producción final post-fractura.

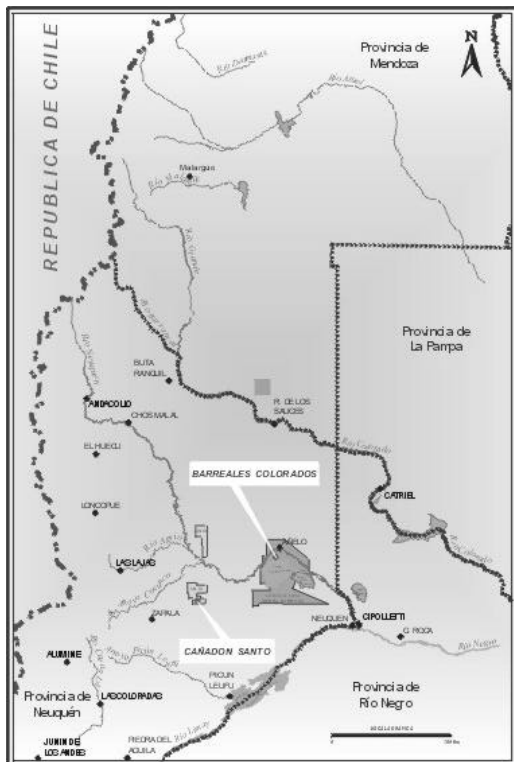
Introducción

La zona de estudio se encuentra al sudoeste del Yacimiento Loma La Lata, (Barreales Colorados), y en el área CNIX, ubicada aproximadamente a 40 km al noroeste de la localidad de Plaza Huincul (Cañadón Santo), en la provincia de Neuquén. (Figura 1).

Los pozos se encuentran en el centro de cuenca del engolfamiento neuquino, donde se desarrolla una pila sedimentaria espesa y completa.

El mayor interés del proyecto corresponde a niveles del Grupo Cuyo. Esta unidad está compuesta por sedimentos de origen fluvial, mareal hasta offshore con modestas condiciones de reservorio. Las propiedades petrofísicas de esta unidad están principalmente controladas por la presencia de abundante cemento y matrix con procesos diagenéticos asociados. Suprayace en relación de concordancia el intervalo Loteniano-Chacayano, el cual está compuesto por una sección inferior pelítica y superior de caliza arcillosa gris, competente, que al estar fisurada presenta regulares condiciones de reservorio. Continúa la columna con las evaporitas de la Fm Auquilco y el Grupo Mendoza. (Figura 2).

Figura 1



COLUMNA ESTRATIGRÁFICA SINTÉTICA Centro de Cuenca

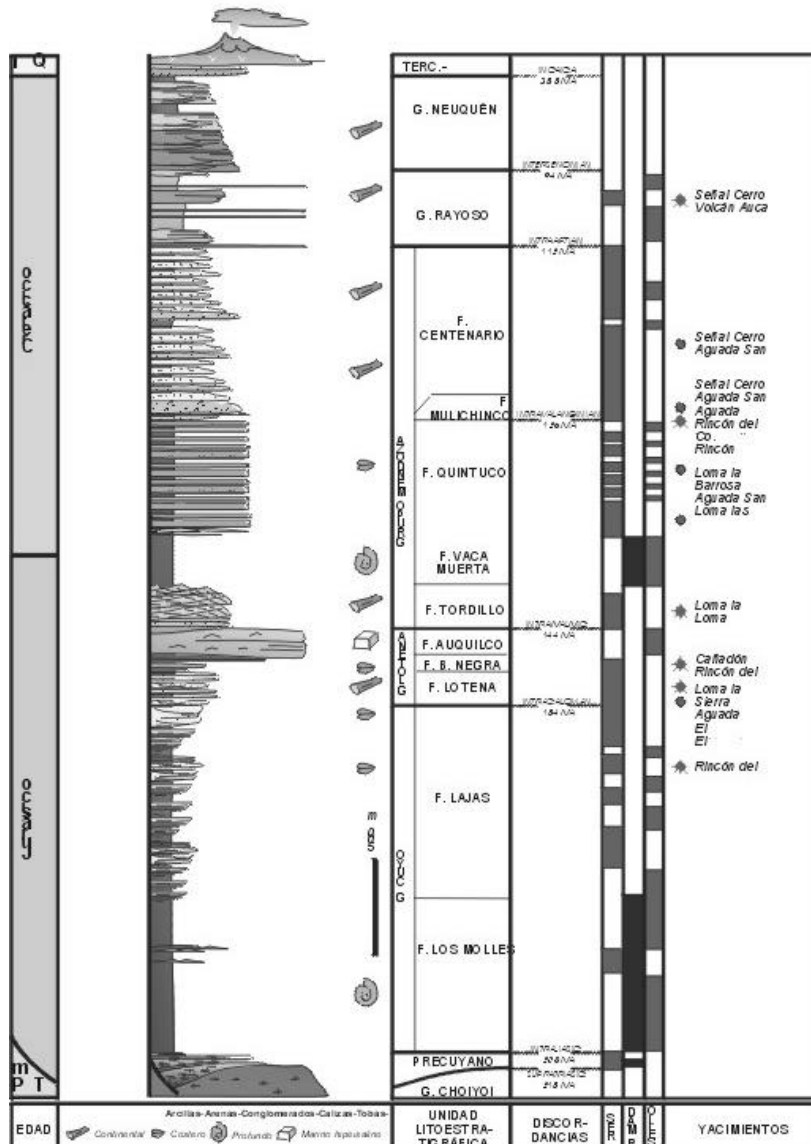


Figura 2

En base a perfiles se ha calculado una porosidad sónica para el Grupo Cuyo de 5 a 8% y datos de ensayos de pozo nos hablan de permeabilidades entre 0,03 y 0,1 md.

La búsqueda de acumulaciones gasíferas en estos niveles profundos del ciclo sedimentario Cuyano, llevó a la perforación de distintos sondeos exploratorios desde hace más de 30 años.

En su mayoría los pozos confirmaron la presencia de gas, pero era necesario dilucidar si la falta de producciones económicamente rentables se debía a sus pobres condiciones petrofísicas o a la utilización de técnicas de perforación inadecuadas que condicionaron el aporte del fluido de formación hacia el pozo, durante la etapa de terminación, debido al daño provocado por la utilización de altas densidades de lodos de perforación baritados.

Para poder resolver este dilema se decidió utilizar la metodología del UBD, la cual nos ofrecía la posibilidad de poder evaluar el verdadero potencial dinámico del pozo mien-

tras perforábamos, generando una mayor expectativa de mejora en la toma de decisiones, como se describe en el resumen.

Existieron diferentes condicionamientos geológicos para la realización de los proyectos, en este tipo de rocas por el hecho de sus pobres características. Uno de ellos es el hecho de contar con porosidades secundarias y una posición estructural elevada para mejorar las posibilidades del prospecto, por ejemplo en el pozo Cañadón Santo era necesario continuar perforando el side-track en el bloque alto de la falla, para cumplir con el objetivo geológico como se observa en la línea sísmica del pozo original (figura 3).

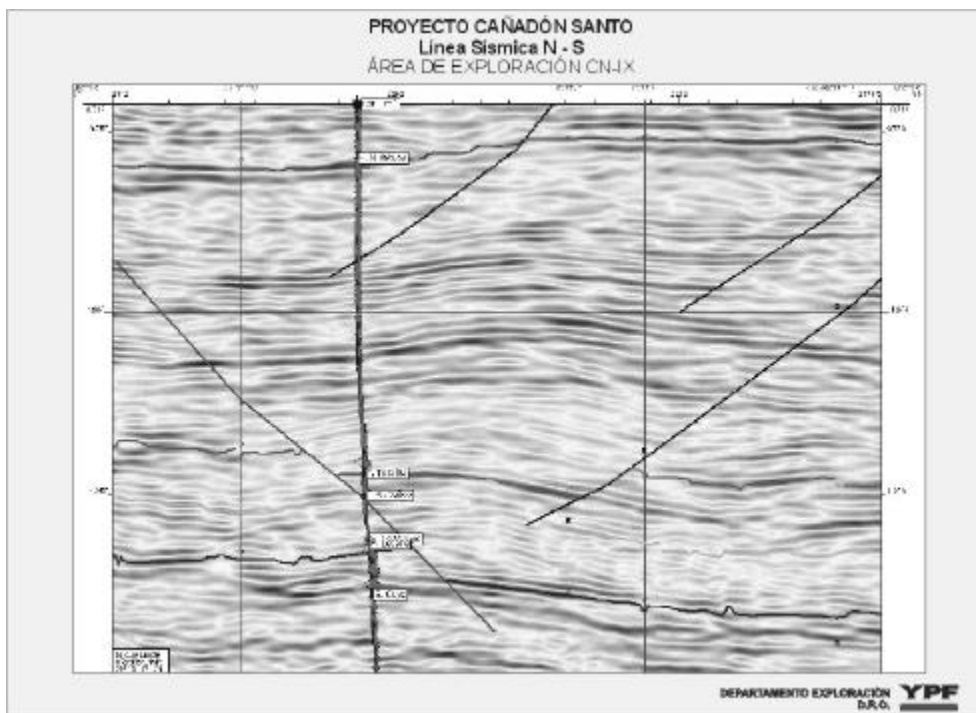


Figura 3

Descripción de la técnica de Evaluación aplicada

Objetivo:

“Definir el entorno confiable del valor de capacidad de flujo o permeabilidad de la capa, que nos permita predecir un potencial para la terminación, considerando la ausencia de daño en la misma”.

La misma ha sido desarrollada y ajustada en experiencias llevadas a cabo en la Cuenca Neuquina en diferentes yacimientos y formaciones de profundidades similares.

Basada en la capacidad existente en nuestra industria de poder perforar en desbalance los diferentes niveles con la seguridad y control de las diferentes variables involucradas en el proceso, esta técnica no es más que una adecuación de las maniobras convencionales durante la perforación, para mejorar la calidad y confiabilidad de la información obtenida (Caudales, presiones, densidades, composición de los fluidos) en tiempo y profundidad.

Si analizamos la ecuación de estado transitorio de un reservorio que produce gas, se ve lo siguiente:

$$Qg = \frac{K.H[(P_i)^2 - (P_{wf})^2]}{1637.Z.mg.T \left[\log \frac{K.t}{Y.mg.Ct.rw^2} - 3,23 + 0,87.St \right]} \quad \dots\dots\dots 1$$

- Qg:** Se obtiene durante el proceso.
- H:** Se conoce del pozo anterior o se toma en base a información del control geológico, luego se ajusta por perfiles.
- Pi ó Pws:** Dato en caso de pozos cercanos o reentry, variable de ajuste en zonas nuevas.
- Pwf:** Se registra durante el proceso en forma directa o se calcula indirectamente con un simulador.
- T (°R):** Dato de pozos de la zona y para la profundidad.
- Z y mg(cp):** Pozos anteriores, o de correlaciones para la composición obtenida en muestras durante el proceso.
- St:** “Variable que se considera igual a cero, dado que el pozo no ha sufrido daño alguno”
- K (md):** “Variable de ajuste fundamental para cada reservorio investigado”

Metodología

Para poder conseguir alcanzar la información mencionada con los requerimientos descriptos anteriormente, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El diseño de la hidráulica de perforación debe ser realizado de forma tal que nos permita inducir la surgencia de la capa y alcanzar un desbalance controlado al momento de ingresar a la formación.
2. Una vez alcanzado este objetivo perforar la misma hasta que el control geológico nos indique el cambio de litologías, manteniendo constante las variables hidráulicas del proceso y el registro de la información de producción.
3. Parar la perforación en el fondo de la capa después de atravesarla y mantener las condiciones anteriores (circulando y produciendo), dejando que el reservorio desarrolle el comportamiento transitorio de su producción con una tendencia bien definida.
4. Continuar perforando en busca de la detección de otros niveles, procediendo a perforar con condiciones hidráulicas estables, a los efectos de observar las diferencias de aportes por encima de la producción del primer nivel en caso de que existan.
5. En caso de realizar un cambio de trépano, con el incremento de las densidades para permitir la maniobra, se recomienda antes de comenzar una nueva zona restituir totalmente las variables hidráulicas de diseño.
6. Dado que es una operación de producción bastante irregular por los diferentes fluidos y fases del circuito, la estimación de las tendencias son aproximadas a un promedio de la misma.
7. Correlacionar en la profundidad las presiones registradas por el probador de formación con los ingresos detectados, tratando de determinar la velocidad y valor alcanzado de recuperación de la presión, durante el tiempo que el pozo estuvo sin producir hasta la medición. De esta forma se podrán identificar las zonas de mejor permeabilidad que han recuperado presión más rápidamente.

Desarrollo

Habiendo evaluado los resultados logrados en los sondeos del epígrafe, mediante las técnicas de perforación convencional, OBD, (Overbalanced Drilling), se realizó las respectivas síntesis de lo obtenido en los mismos, dejando constancia de las densidades utilizadas para perforar, las cañerías, los pases formacionales y las manifestaciones de gas. (Figura 4 y 5)

Además para ambos sondeos se realizaron síntesis de lo sucedido durante la terminación y los resultados de los pocos punzados que pudieron ser evaluados, por falta de aislamiento o por problemas técnico - operativos.

El análisis de esta información nos llevó a la conclusión de que el daño potencial provocado por la baritina y la cementación realizada para normalizar o aislar los pozos, no podrían haber sido removidos sin la ejecución de estimulaciones hidráulicas, las cuales no se llevaron a cabo durante la terminación en los niveles de supuesto interés.

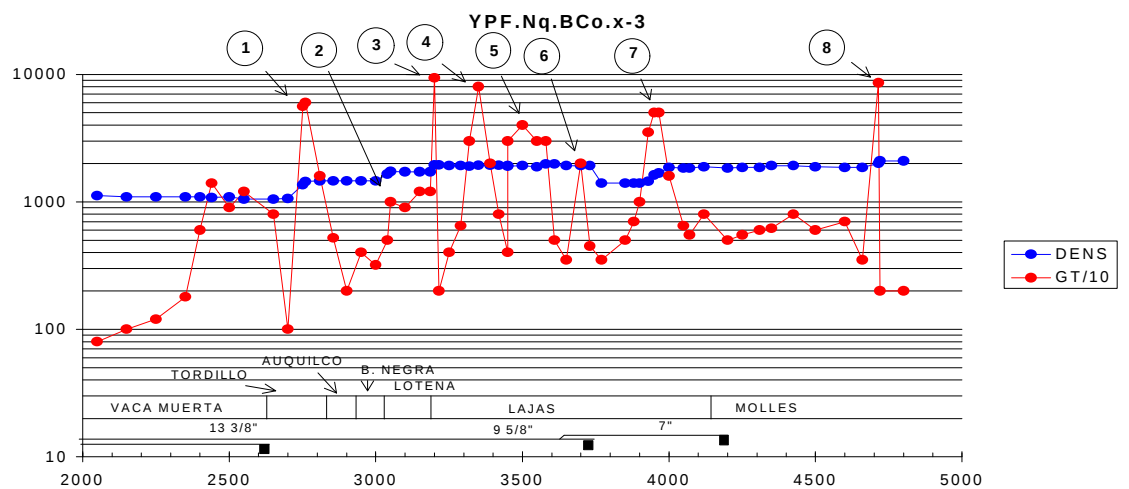


Figura 4

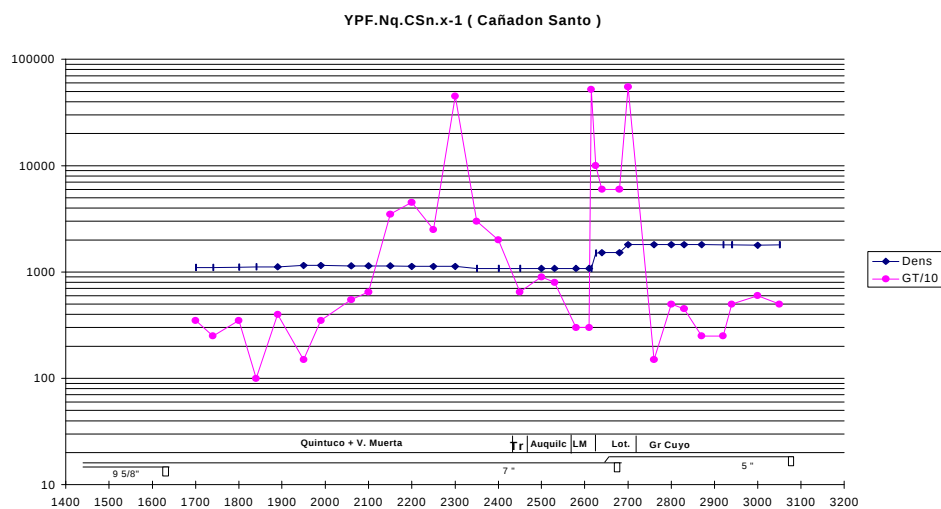


Figura 5

El sistema UBD además de las ventajas mencionadas anteriormente, operativamente permitió rotar con absoluto control y seguridad, un tapón “N” en el pozo Cañadón Santo, el cual se encontraba en 1008 mbbp, soportando una presión estática de formación de 490 kg/cm² (6967,8 psia), lo que habría requerido de una densidad imposible de alcanzar para ahogar el pozo convencionalmente, documentando un caudal máximo de 700.000 m³/d, estabilizado en 12 hs en 25.000 m³/d, quedando luego en stand by hasta realizar la ventana.

El equipamiento se instaló en ambos casos a partir de la cañería de 7”, (Bco x-3 zapato en 3032 mbbp y CSn x-1 KOP en 2571mbbp) y se perforó con trépanos de 6” policristalinos y tricónicos con resultados variables, (entre 1 y 4 m/h), teniendo los primeros mayor duración, y los segundos mayor penetración. En el Barreales Colorados, que fue el más profundo hubo que discernir entre una u otra variable, puesto que a partir de los 3300 mbbp, tanto unos como otros tuvieron una mala performance.

Las densidades que se utilizaron para comenzar a perforar rondaron en ambos casos entre 1070 a 1100 g/l, constituidas por un lodo polimérico de buenas características reológicas. En estas condiciones se perforó hasta que la densidad equivalente disminuyó y se pudo alcanzar el desbalance.

El fondo del pozo Barreales Colorados fue 4055 mbbp, estando el mismo siempre en desbalance y constatando que ninguno de los niveles que atravesamos por debajo de los 3400 mbbp, fueron de mejor calidad que los perforados anteriormente. Por lo que se decidió bajar un ECP(External Casing Paker), dejando entubado hasta esa profundidad.

Con respecto al pozo Cañadón Santo, el fondo del mismo fue 2900 mbbp y los niveles con mejor aporte fueron uno en la Fm La Manga y otro en el tope Grupo Cuyo.

A continuación se observan los gráficos con la evolución de la producción mientras se perforaba, con los datos de la presión dinámica en fondo, (Pw_{fwd}), la presión de capa supuesta para las formaciones atravesadas,(P_{ws}), la medida con FMT (Ensayador de formación) cuando se perfiló el sondeo, el caudal aportado por las capas,(Q_g) y (DQ_g), en el caso del CSn_x-1 y para el Bco_x-3 (figuras 6 y 7)

En el caso del CSn x-1 de los 30 puntos programados solo se pudieron realizar 16, cuatro de los cuales fueron dry test en la Fm La Manga. Esto se debió a un problema con la sonda que no pudo pasar por debajo de los 2795 mbbp.

En el primero de ellos se puede observar que cuando el pozo “arranca” aproximadamente en 3200mbbp la curva de presión de formación comienza a tener un comportamiento saltuario perdiendo la tendencia que traía y que la misma solo se recupera después de los 3450mbbp.

Esta es una consideración muy importante puesto que nos muestra que las capas en este intervalo han estado produciendo y que al estar en recuperación, las presiones leídas son una transición hacia la verdadera presión de formación que sería la presión estática de la capa, en otras palabras la información del probador de formación es una presión estática puntual, con el reservorio recuperando en el tiempo y sin estabilizar.

El hecho de que en el pozo original, a unos 30m del ST se hubieran inferido presiones del orden de 7000 psi por los datos de perforación, refuerza la hipótesis anterior y es muy importante tenerlo en cuenta, porque las condiciones de evaluación son totalmente diferentes, a las que habría que realizar con un pozo ahogado por la hidrostática, que nunca aportó y que por lo tanto no ha producido ninguna depletación del reservorio.

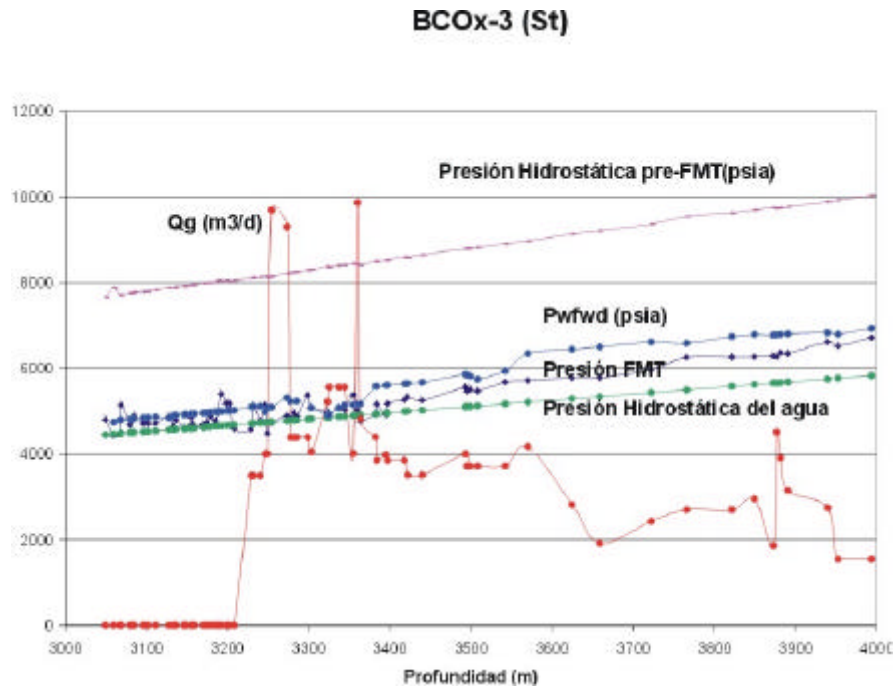
Con este concepto claro, podemos determinar aquellas que recuperaron más rápido por la mejor transmisividad y seleccionarlas posteriormente para ser estimuladas. *En este caso se observan tres zonas donde la presión de formación en el tiempo del registro, está por encima de la dinámica de fondo con la que se perforó.*

La interpretación de los buildups tiene que estar en el contexto de la gran perturbación (más de un mes de producción), la inferida con el pretest (10cc3) es despreciable com-

parada con la anterior y su respuesta refleja la recuperación al punto de partida, el cual es una estática en recuperación.

Por eso la metodología de interpretación convencional, no es válida para este entorno, porque nos estaría dando una idea de gran transmisividad al alcanzar rápidamente la presión estática puntual.

La curva graficada con la presión de fondo es una de las más importantes porque nos indica si el pozo estuvo en desbalance o no.



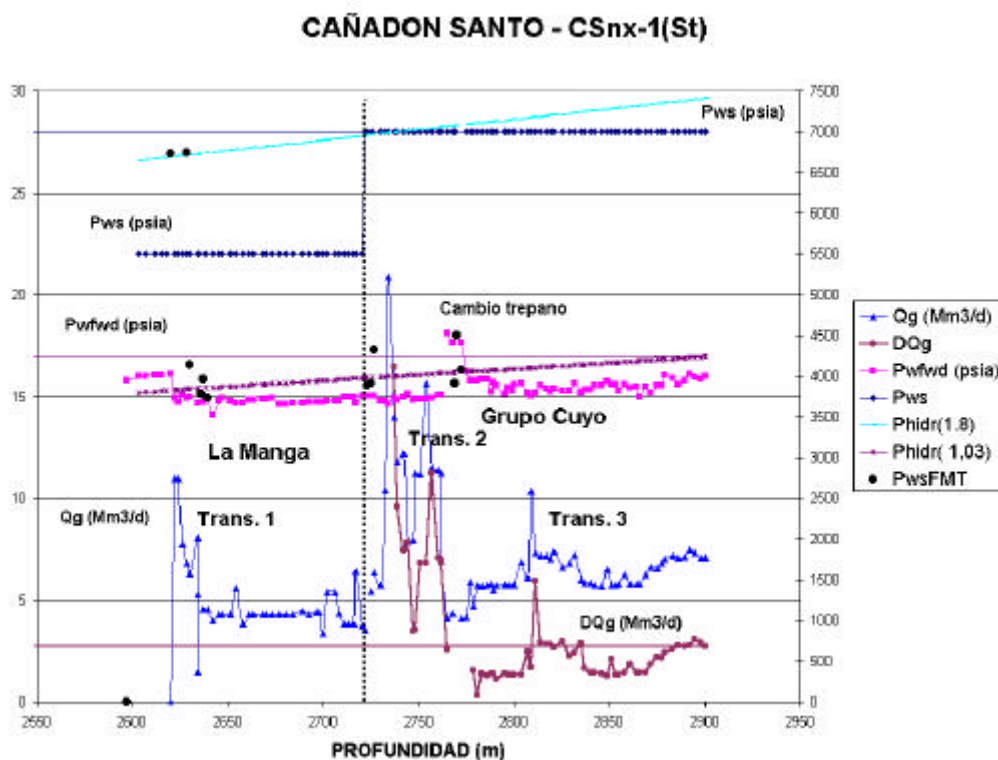


Figura 7

El hecho de encontrar en este gráfico evoluciones de los datos de FMT por debajo de la presión dinámica de fondo mientras se perforó (Pwfwd), por lo explicado anteriormente, no significa que el pozo haya estado en OBD.

Se realizaron además gráficos, de los cuales se presentan algunos, con los datos del FMT, para escalas de tiempo similares, para que los buildups sean representativos y comparables, en ambos pozos (Figura 8, 9, 10 y 11).

Para el Grupo Cuyo del pozo Bcox-3, se observa claramente que la curva de recuperación en la profundidad de 3240,1 mbbp es la mejor de todas las seleccionadas, coincidiendo con el mayor aporte durante la operación de UBD.

Posiblemente la capa tenga estas características en un sector muy limitado de la misma, confirmando la heterogeneidad del reservorio y el predominio de las pobres condiciones petrofísicas en el total de la zona.

Tanto en el primer como en el segundo pozo se observan claramente cuales son las curvas que presentan una mejor recuperación y porque fueron por seleccionadas estas capas para generar los pronósticos de la producción factibles de alcanzar con un adecuado tratamiento de estimulación.

Bcox-3 ST:

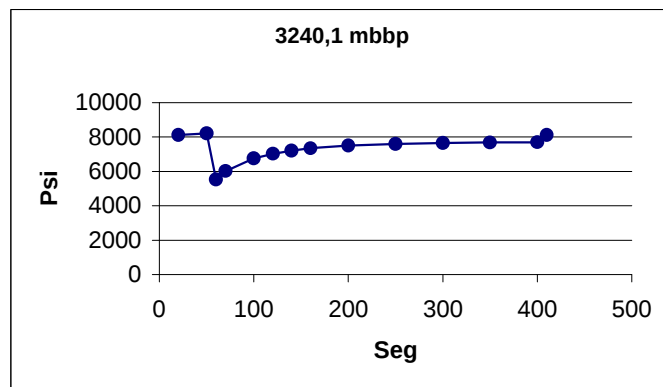


Figura 8

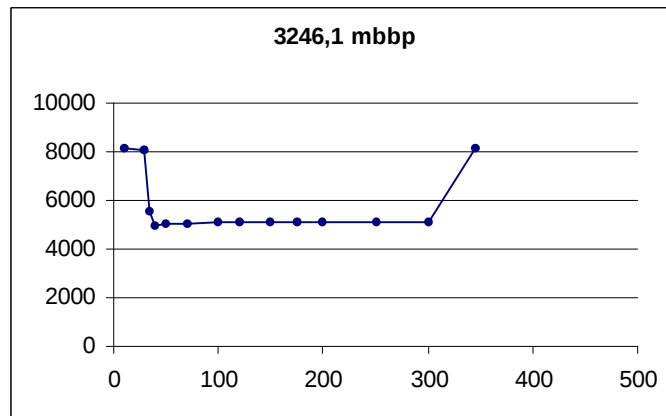


Figura 9

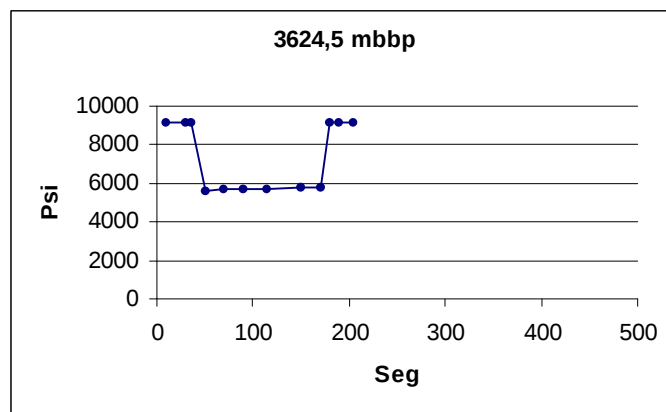
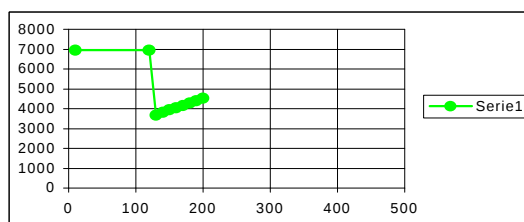


Figura 10

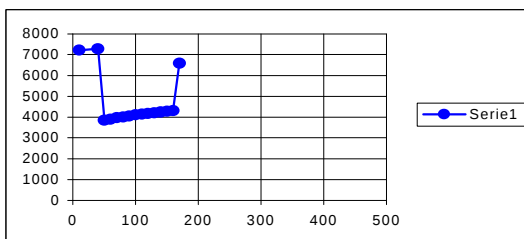
CSnx-1 ST:

Fm La Manga

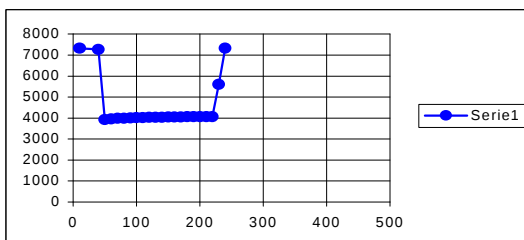
2626	10	6959.8
	120	6961.3
	130	3667.6
	140	3828.7
	150	3940.6
	160	4040.1
	170	4167.8
	180	4285.3
	190	4404.8
	200	4525.4

**Tope Gr Cuyo**

2725.5	10	7203.3
	40	7279.8
	50	3850
	60	3896.8
	70	3959.1
	80	4006.3
	90	4053.9
	100	4095.4
	110	4133.5
	120	4170.2
	130	4204.8
	140	4236.9
	150	4279.3
	160	4303.6
	170	6584.4

**Gr Cuyo**

2770	10	7311.4
	40	7276
	50	3927
	60	3957
	70	3977
	80	3991
	90	4002
	100	4012
	110	4020
	120	4028
	130	4034
	140	4041
	150	4046
	160	4051
	170	4056
	180	4060
	190	4065
	200	4068
	210	4072
	220	4076
	230	5599
	240	7312



Pozo: YPF.Nq.CSn.x-1 / ST

CAÑADÓN SANTO

Ensayos con " FMT "

Figura 11

Pozo CSnx-1 ST**Simulación – Zona N° 1 Fm La Manga**

Durante la perforación de este intervalo, se logró una estabilización de caudal promedio de 4000 m³/d, que al no haberse atravesado previamente, otros niveles productivos se los asocia a la Fm La Manga. Con estos valores se trabajó sobre la simulación de la estimulación y su posterior producción.

Si consideramos la producción antes de que el pozo comience a ser circulado y propiedades para un gas aproximado a esa P=4266 # y T°=191 °F, una primera aproximación cuantitativa podría ser la expresada en la figura siguiente, considerando 10 metros de espesor permeable (Figura 12).

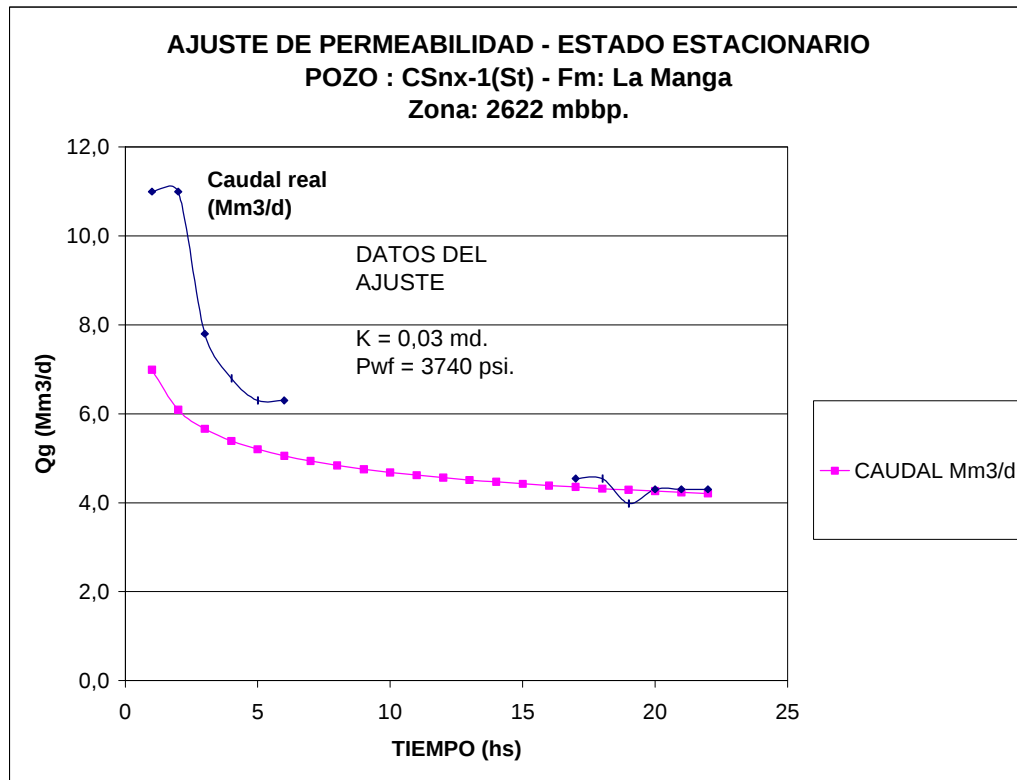


Figura 12

En base a las suposiciones hechas de encontrarnos en el transitorio de la capa, la permeabilidad aproximada para la misma sería de **0,15 md.**

Si en vez de **4266 psi**, que es la pws estimada en producción, utilizamos **5574 psi** que fue la presión estática estimada en el pozo original, cuando hubo que ahogarlo con 1500 g/l para poder continuar perforando, la misma nos cae drásticamente a **0,03 md**, para el mismo caudal de producción. Los ajustes de Permeabilidad siempre se basaron en la Fórmula utilizada para el cálculo en **estado transitorio (1)** analizada anteriormente.

La calidad del gas, obtenida en 2634 mbbp, fue analizada en laboratorio, donde se describe metano (97,572 %), etano (1,189 %), nitrógeno (0,725 %) y CO₂ (0,252 %).

La densidad relativa es de 0,569 g/cm³, el poder calorífico bruto es de 9034,586 kcal/m³, el neto es de 8152, 306 kcal/m³.

Después de realizados los ensayos de solubilidad (78 % al 15 % de HCl) y de sensibilidad de arcillas (no se genera turbidez y no se constata hinchamiento en una salmuera al 5 % de KCL), y siendo las opciones un acifrac o una fractura con agente de sostén, se decide realizar la última, debido a que uno de los principales problemas en capas sobrepresionadas, y naturalmente fracturadas, es el cerramiento que se produce en el wellbore, cuando entran en producción, provocando una reducción en la transmisividad, lo que sería contrarrestado con la presencia del agente sostén, proporcionado por la fractura.

La experiencia y la simulación nos dice que si bien las producciones al principio serían mayores, (con el acifrac), caerían drásticamente con el tiempo, lo que no pasaría con un sistema estabilizado generado con la fractura.

El caudal promedio inicial para el primer mes rondaría los 20.000 m³/d.

Considerando un radio de 500 m (1640 ft), los IPR (figura 13) antes y después de estimular muestran la evolución de los potenciales esperados, los cuales no fueron demasiado interesantes.

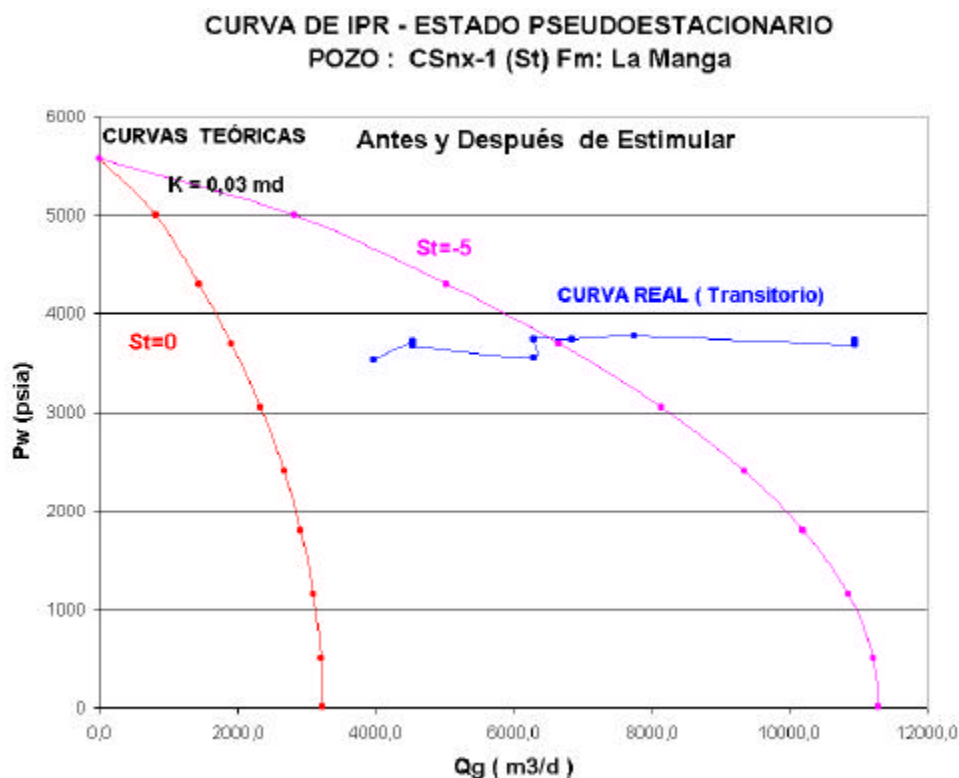


Figura 13

Simulación Zona N° 2 Tope de Grupo Cuyo

A partir de 2717 mbbp y correspondiendo a las capas del tope de Grupo Cuyo se produce un aumento en el aporte de gas (6400 m³/d) que se mantiene hasta 2732 mbbp donde hay una evidente caída de la presión dinámica y un influjo de gas mayor, que una vez estabilizado promedió los 12.000 m³/d. Este aporte solo pudo ser originado en los niveles arenosos que se encuentran entre 2721/26 y 2731/33 mbbp, y que fueron los que, en el pozo original descontrolaron la perforación, habiéndose tenido que densificar hasta 1800 g/l.

Para la evaluación de este intervalo, poseemos una opción de máxima, que sería el caudal anteriormente mencionado y una de mínima que sería la resta de este a los 4000m³/d que estaba aportando el pozo antes de atravesar la zona mencionada anteriormente.

La calidad del gas, obtenida en 2730 mbbp, también fue analizada en laboratorio, siendo la composición del mismo metano (97,803 %), etano (1,262 %), propano (0,234 %), iso-butano (0,010 %), normal butano (0,011 %), pentanos a octanos y superiores (0,028 %), nitrógeno (0,590 %) y CO₂ (0,061 %). Estos datos nos muestran un pequeño incremento en los pesados, que lo diferencia de la Fm La Manga, marcando la diferencia de los niveles formacionales. La densidad relativa es de 0,568 g/cm³, el poder calorífico bruto es de 9076,622 kcal/m³, el neto es de 8190,624 kcal/m³.

Con estos datos se pudo realizar una estimación de las propiedades petrofísicas, de la misma forma que se mostró para la formación anterior (figura 14) y las cuales fueron utilizadas para la simulación de la fracturación hidráulica y su posterior producción post-frac.

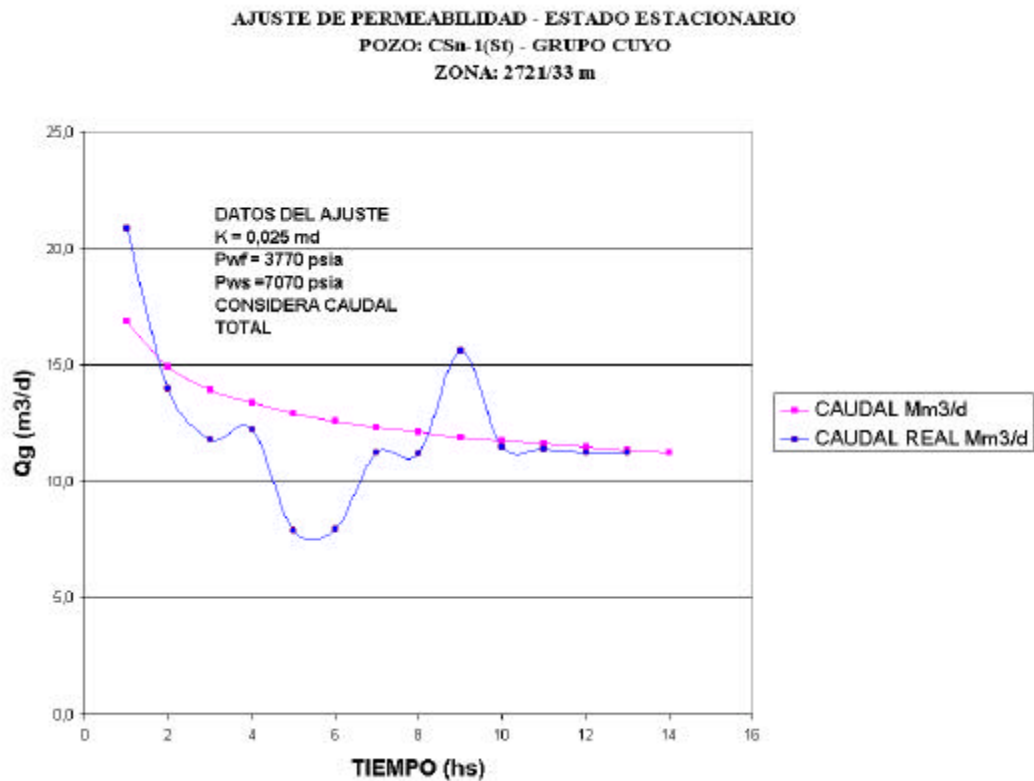


Figura 14

Se realizó en el simulador de producción un ensayo de sensibilidad para una capa con una altura de 10 m, con una $K = 0.025 \text{ md}$, una porosidad del 8 %, una PDB de 1000 psia, presión estática de 7000 psi, con tubing de 3 ½" y un ancho de fractura de 0,16 pulgadas y 200 pies de longitud. **Siendo la producción inicial de 12.000 m³/d y el skin factor de 0, nos daría una producción del promedio del primer mes de 34.000 m³/día, aproximadamente.**

Aunque las producciones estimadas postfrac sean solo simulaciones, la validez de los datos con las que se generaron, hacen que el orden de magnitud sea aceptable.

CALCULO IPR POZO: CSnx-1(St) - GRUPO CUYO

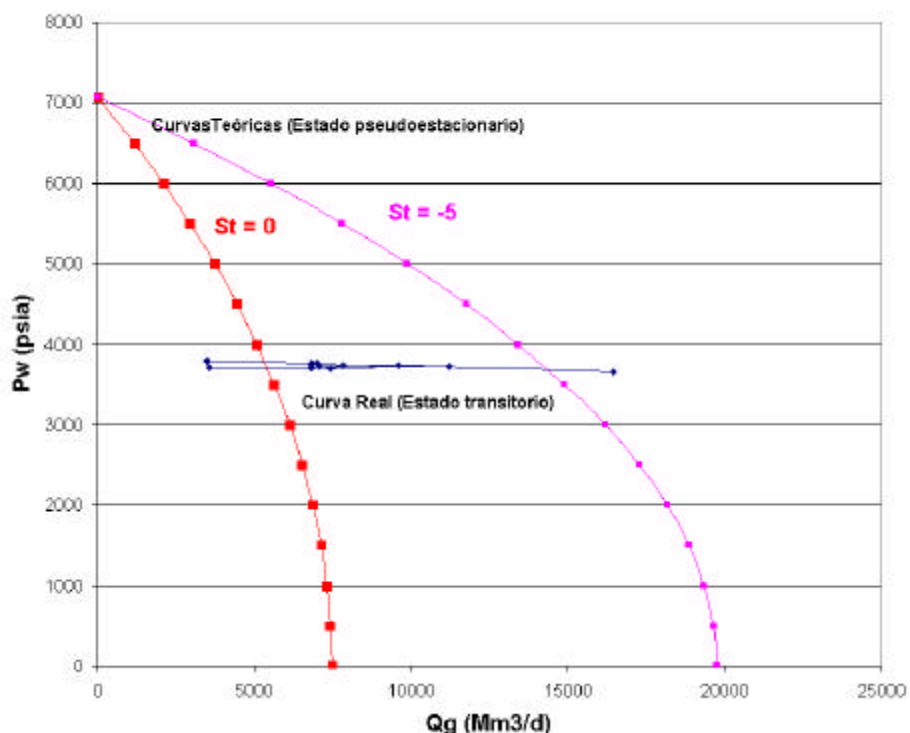


Figura 15

Desde el punto de vista económico, aunque no sea rentable, fue necesario definir su potencial para evaluar la reversión del bloque, o la continuación en la investigación del mismo.

Considerando que el reservorio pudiera alcanzar el estado pseudoestacionario para un radio de drenaje de 500 m (1640 ft), el gráfico anterior (figura 15) muestra los IPR para el pozo sin estimular y estimulado con las propiedades estimadas. Puede observarse la evolución del comportamiento de la capa en estado transitorio.

Simulación - Zona N° 3

Para los espesos niveles arenosos descriptos entre 2790 y 2810 mbbp se realizó, también, una simulación de ajuste de permeabilidad, con los valores de caudal aportados por encima del background, siendo la petrofísica todavía de inferior calidad, a la de las capas atravesadas anteriormente, como se observa en (Figura 16).

El aporte menor de esta zona considerando la **diferencia de caudales, que arroja un entorno de permeabilidad del orden de $K = 0,0035$ md y una presión similar a la capa superior de 7070 psia, que nos arroja un pronóstico de producción muy bajo para una fractura similar de 200 ft y 400 ft de longitud, del orden de los 6.500 y 11.500 m3/d para el primer mes.** De todos los niveles investigados, indudablemente esta fue la que menores expectativas arrojó, más aún teniendo en cuenta la mayor profundidad de la misma.

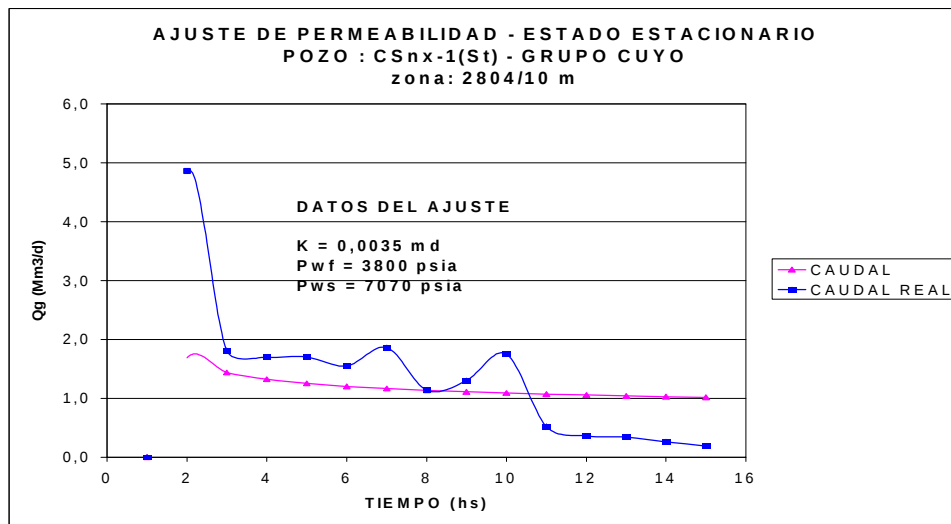


Figura 16

Pozo Bcox-3 ST

Formación: Grupo Cuyo (Zona 3228/50 mbbp)

En este caso la ausencia de un transitorio de buena resolución nos impidió definir un ajuste de propiedades como el mostrado en el caso anterior, por lo que basados en los caudales constantes medidos en el primer nivel, se estimó un valor aproximado de las mismas.

Considerando entonces una $P_{ws} = 7877 \text{ psia}$, $K = 0,048 \text{ md}$, una longitud de fractura $X_f = 262 \text{ ft}$, la producción estimada posterior a la misma debería rondar los 82.000 m^3/d para el primer mes. Las simulaciones correspondientes al Bco.x-3 en el nivel mencionado arrojaron el siguiente pronóstico de los IPR para el pozo pre y post – estimulación (figura 17), donde Es factible apreciar el rango factible de incrementar la producción del pozo considerando un radio de drenaje de 500 m (1640 ft).

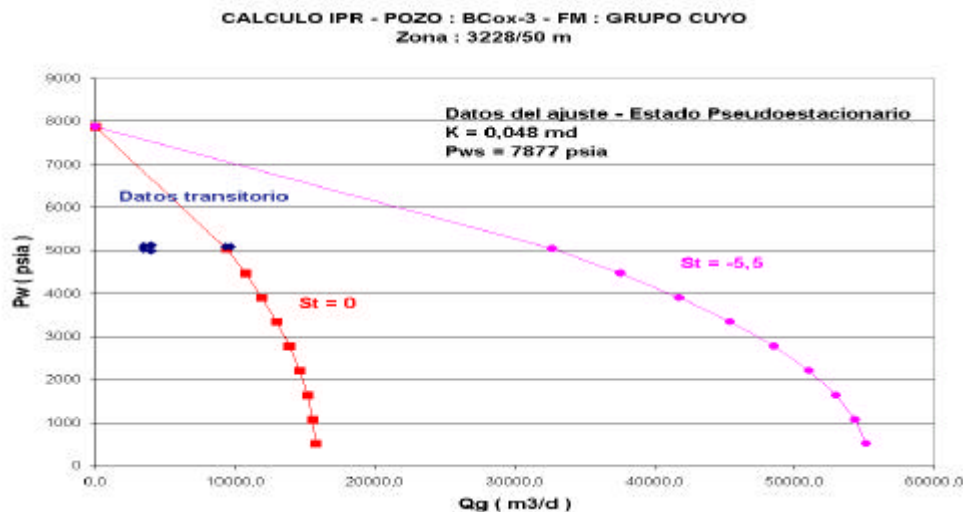


Figura 17

ANÁLISIS DE LAS TERMINACIONES

A continuación presentamos un resumen de las terminaciones de ambos pozos y los esquemas respectivos que nos orientarán en el orden de los eventos y los resultados obtenidos en cada caso.

Bcox-3 ST

Fm. Grupo Cuyo (Zona 3339/44 – 3354/59 mbbp)

Luego de punzar, esta zona no registro presiones en boca y fue desechada, basada en la menor manifestación que se tuvo durante la perforación en UBD (ver fig. 6)

Fm. Grupo Cuyo (Zona 3250/46 – 3242/39 y 3233,5/28,5 mbbp)

Esta zona mostró señales de gas leve y presión en boca durante el cierre por lo que se procedió a realizar una operación de Fracturación hidráulica con el correspondiente minifrac, con fluido base metanol.

Los datos obtenidos permitieron ver una permeabilidad al fluido de fractura de $K = 0,015$ md (Fluido de formación en UBD, $K = 0,048$ md) y diseñar una fractura de las siguientes características:

Parámetros	Diseño	Simulación	Ensayo Presión
Xf (ft)	262(empaquetada)	229(empaquetada)	60(trabajo)
Kf.Wf (md.ft)	1162	1360	
FCD	222	297	∞
K (md)	0,02	0,02	0,0083
Pws* (psia)	7877	7877	7131
Pwf (psia)	3800		591,9
Qg (m3/d)	82.000		62.000

El ensayo post – fractura siguiente, permitió verificar los parámetros aproximados alcanzados por la fractura y la tendencia en valores de presión y permeabilidad del reservorio (figura 18 y 19)

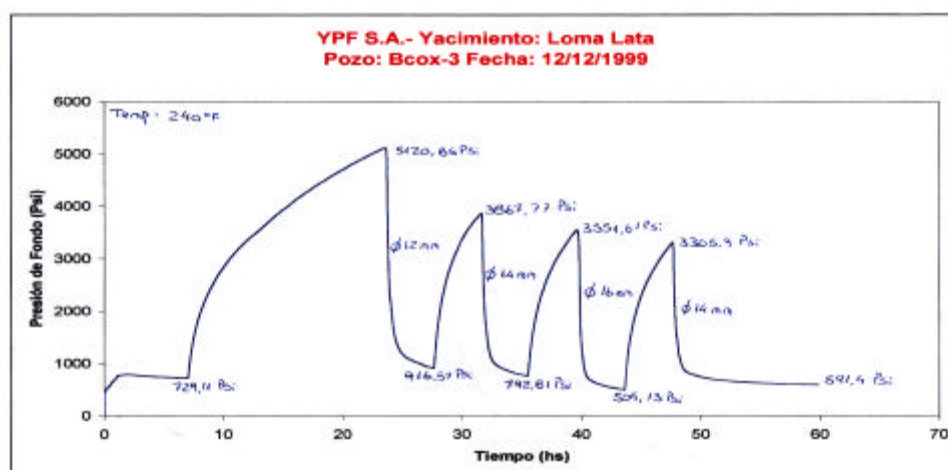


Figura 18

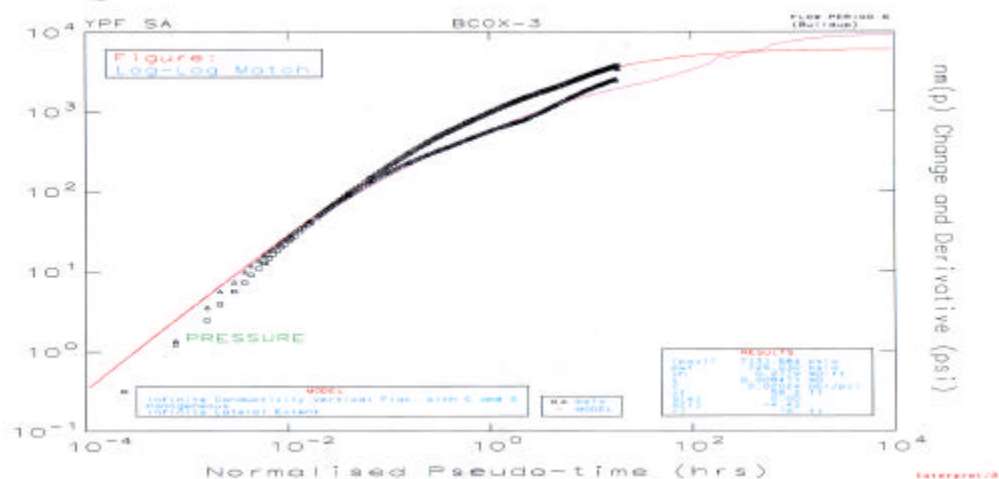


Figura 19

Como es típico de los reservorios de baja permeabilidad, el contraste alcanzado por la fractura es importante, mostrando el comportamiento de conductividad infinita.

La longitud de trabajo estimada para esta aproximación está muy por debajo de los valores de longitud empaquetada de diseño y alcanzada.

La estimación de permeabilidad dada por la tendencia no definida, esta por debajo de los valores estimados con UBD y siendo esta propiedad del reservorio, para una $P_{wf} =$ de 591,9 psia, la que generó una producción de **62.116 m³/d**, no descartándose que las propiedades sean más pobres aún que las consideradas.

REPSOL
YPF

EXPLORACION Y DESARROLLO SUR

Síntesis Final de las Operaciones en el BCo x-3 ST

Zonas evaluadas en UBD

Punza zona N°2: 3239/42-3246/50, observa pozo sin presión, quema leve gas sin presión.

Cierra pozo. PE inicial: 0 PE final: 800 psi, descomp. x 6-12-14-20 mm quema gas. Pi: 800 psi Pf: 0 psi

Realiza Minifrac zona punzado N°2: con metanol. P máx: 7450psi P prom: 7200psi. Caudal: 10-12 barriles por minuto. P inst: 6500psi Grad. de fractura: 0,95.

Realiza fractura con 111 m3 de metanol gelificado y 630 bolsas de arena Sinterlite 20/40.

P rupt: 7835 psi P prom: 7300 psi P máx: 10100 psi P inst: 9014 psi, a los 10' 6862 psi.

Se comienza con un caudal de 15 bpm y se termina con 9 bpm por falla en un bombeador.

Datos de gradiente de presión dinámica :

En 0m: 32,77 kg/cm2; 500m: 36,95 kg/cm2; 1000m: 41,09 kg/cm2; 1500m: 45,73 kg/cm2;
2000m: 49,86 kg/cm2; 2500m: 53,91 kg/cm2; 2550m: 54,26 kg/cm2; 2600m: 54,64 kg/cm2
2650m: 54,88 kg/cm2; 2700m: 55,08 kg/cm2; 2750m: 55,25 kg/cm2; 2800m: 55,41 kg/cm2;
2867m: 55,69 kg/cm2

PD x 12 mm: UH: P: 400 psi Q: 51196 m3/d estabilizado (4 hs).

Resultados de ensayo TST: P*: 7131.584 psi kh: 0.227mD/ft K: 0.008471mD S: -4,042

Datos de producción por separador :

Tiempo (hs)	Orif mm	PDB psi	PF psi	P sep. psi	Agua m3/d	Gas m3/d
4	12	420	918	187,5	764 l/h	58074
4	Cierre					
4	14	290	890	133,5	18,3	68525
4	Cierre	2800 (PEB)	3540 (PEF)			
4	16	100	503	60	12,82	60609
4	Cierre	2500 (PEB)	3296 (PEF)			
12	14	195	591,93	120	12,28	62116

Punza zona N°1: 3339/44-3354/59, observa pozo sin presión.

CSnx-1 ST

Fm. Grupo Cuyo (Zona 2794,5/96 – 2800/07 mbbp)

Esta zona fue la de menor manifestación durante el UBD, luego de punzar las misma y posterior al alivianamiento de columna, mostró leve gas en superficie, por lo que se procedió a pasar a la siguiente zona.

Fm. Grupo Cuyo (Zona 2721,5/26 – 2731/32,5 mbbp)

La producción de esta zona fue de leve gas con una presión de 2500 psi en boca en 17 hs, decidiendo fracturar la misma con su correspondiente minifrac con fluido base agua.

La siguiente tabla muestra los parámetros de diseño y los evaluados en el ensayo isocronal realizado posteriormente.

Parámetros	Diseño	Simulación	Ensayo Presión
Xf (ft)	237(empaquetada)		115(trabajo)
Kf.Wf (md.ft)	211		
FCD	3		∞
K (md)	0,025		0,012
Pws* (psia)	7.070		7772
Pwf (psia)	3.000		244
Qg (m3/d)	34.000		34.344

El ensayo post – fractura siguiente, permitió verificar los parámetros aproximados alcanzados por la fractura y la tendencia en valores de presión y permeabilidad del reservorio (figura 20 y 21)

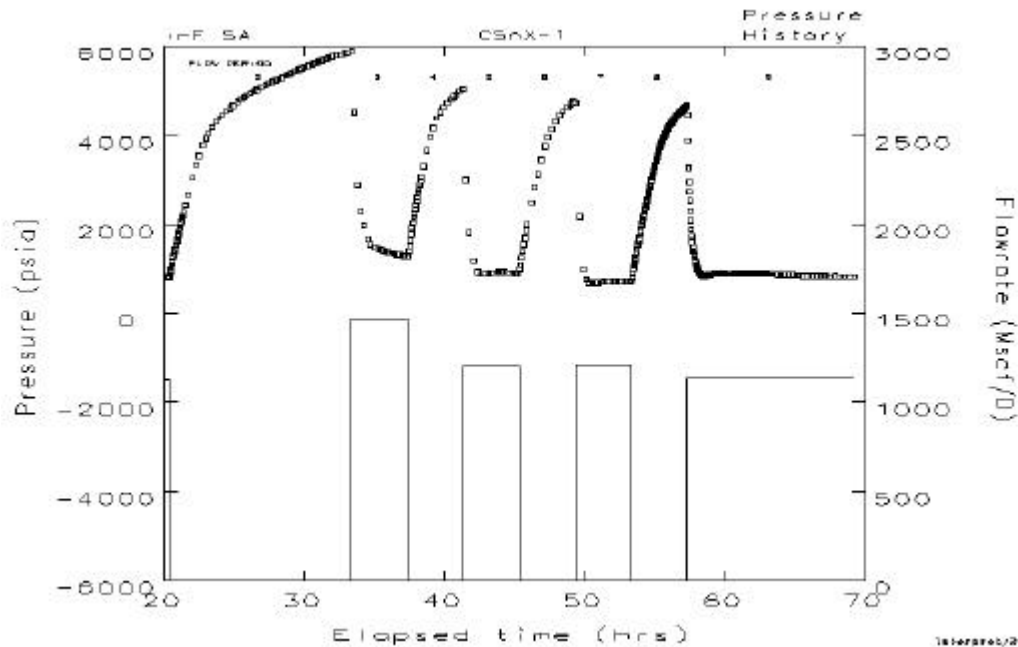
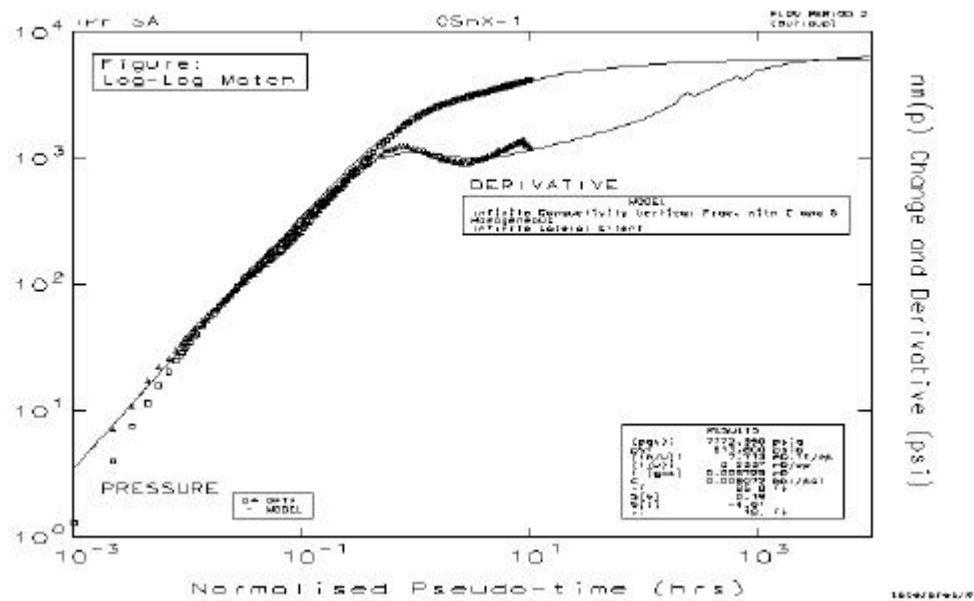


Figura 20



Al igual que en el caso de la misma formación del pozo Bcox-3, la longitud de trabajo de fractura es menor que la empaquetada de diseño, para una permeabilidad del orden de la estimada durante la operación de UBD.

Se observa si en este caso una ligera restricción en la boca de la fractura variable con la presión de confinamiento (figura 22), la cual no es la responsable de la baja producción de la capa (**Qg = 34.244 m3/d**), sin embargo está en el orden de lo pronosticado, pero con una menor presión de fondo fluyendo.

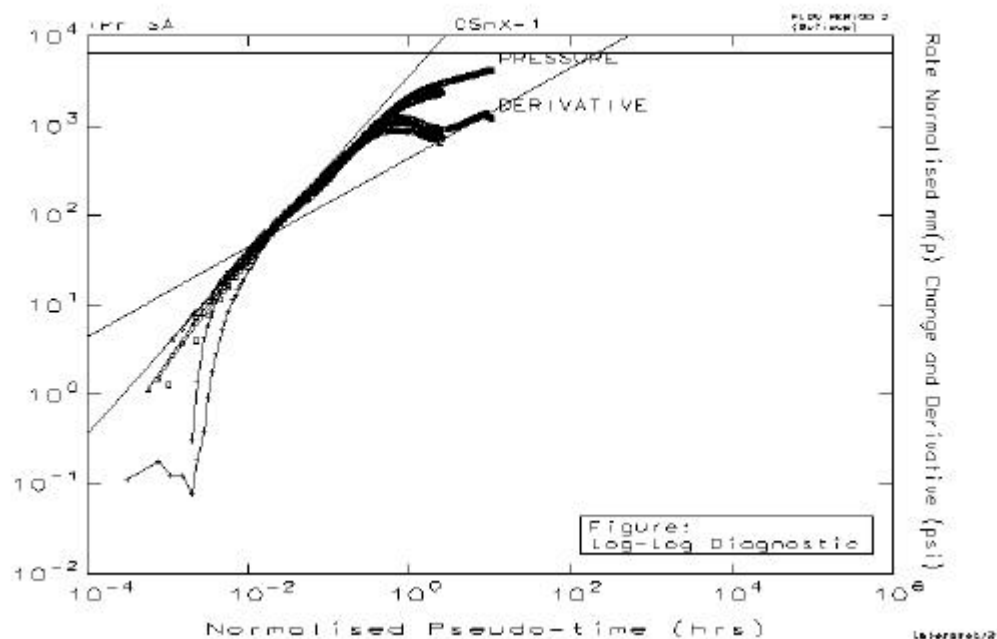


Figura 22

Fm. La Manga (Zona 2619/16 – 2624/31mbbp)

La capa después del punzado manifestó una presión de 2800 psia, descomprimiendo y quemando gas.

En base a la experiencia que se tiene para esta capa, se realizó un tratamiento de fracturación hidráulica ácida (Acifrac) con el objetivo de lograr grabar la formación inyectando diferentes volúmenes de ácido de distinta concentración (15 y 28 %) y a diferentes caudales.

Posteriormente se realizó una fractura hidráulica con agente de sostén, cuyo objetivo fue empaquetar la fractura principal para impedir el cierre prematuro en el tiempo de la fractura original alcanzada con el acifrac, por las presiones de confinamiento, específicamente en las cercanías del pozo.

A continuación se muestra una tabla con los parámetros de diseño y los estimados durante el ensayo isocronal final.

Parámetros	Diseño	Ensayo presión (Cierre 1)	Ensayo Presión (Cierre 4)
Xf (ft)	214 (empaquetada)	57(trabajo)	41(trabajo)
Kf.Wf (md.ft)	2816		
FCD	65,8	∞	∞
K (md)	0,03	0,007	0,017
Pws* (psia)	5574	4980	5574
Pwf (psia)	2000	706	599
Qg (m3/d)	20.000	21.434	26.555

El ensayo isocronal aparentemente muestra un efecto de sobrecarga en los primeros flujos exceptuando el último que nos deforma las respuestas de cada cierre analizado, por lo que se presentan parámetros estimados del cierre 1(con sobrecarga) y 4 respectivamente (figura 23, 24 y 25).

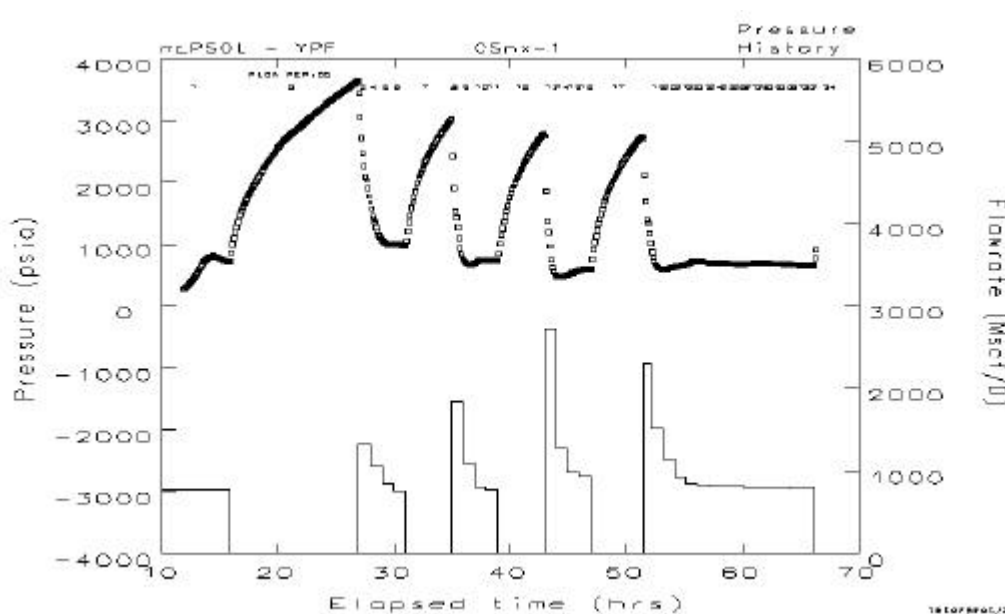
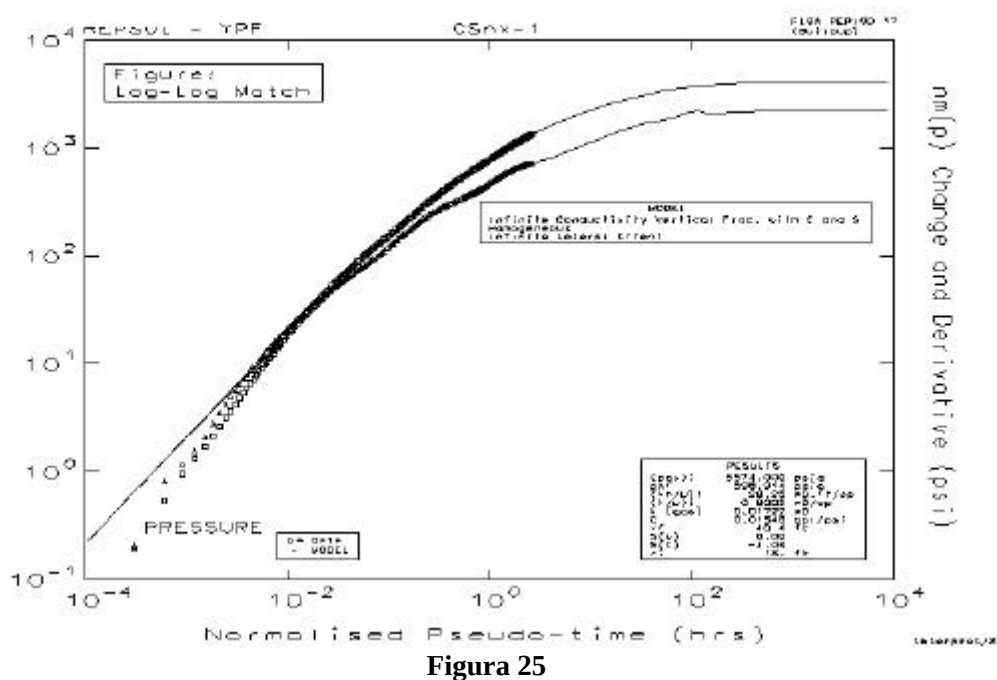
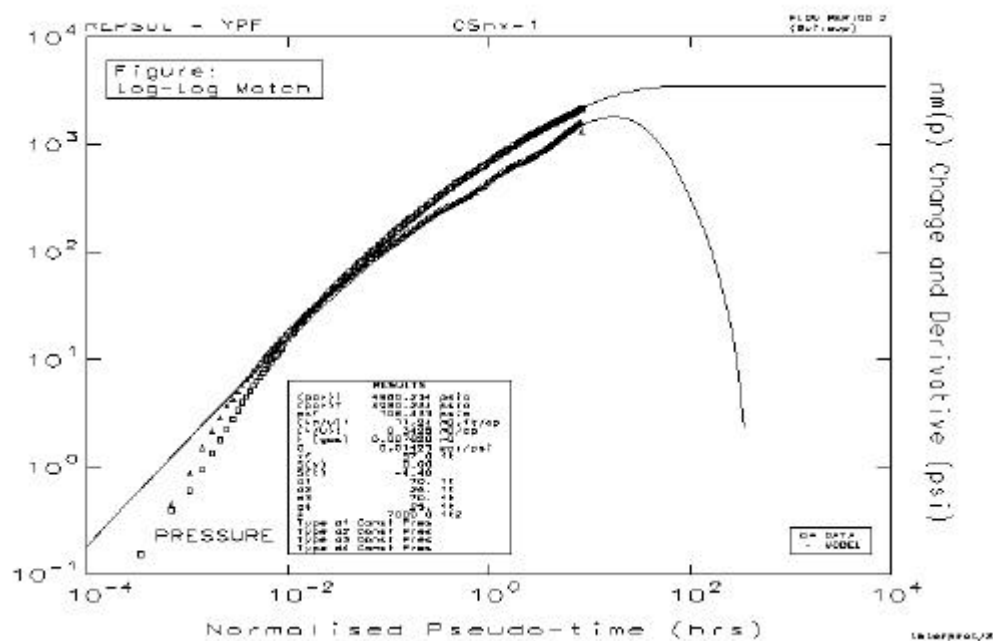


Figura 23



Si es factible observar una perfecta comunicación pozo – fractura en todas las presiones de confinamiento, generadas por los respectivos orificios y una excelente respuesta de conductividad infinita.

Es importante destacar la gran variación que existió entre los caudales iniciales de cada orificio, esto podría deberse a un efecto de recarga de la fractura principal o bien el comportamiento de este tipo de reservorios fisurados, con matrix de baja permeabilidad. Las longitudes de trabajo en este caso también están muy por debajo de los diseños, aún considerando permeabilidades menores que las estimadas durante la operación de UBD.

Síntesis Final de las Operaciones en el CSnx-1ST

Punza zona 2631/24 y 2619/16 m: Presión estática al terminar de punzar: 2800#.

Descomprime pozo x 10 mm, quema gas sin presión.

Cía limpia pozo con CT bombeando N2 desde 2694 mbbp (fondo), bombea 2500 lts de N2.

recupera 6 m3 de A° vertida, quema gas sin presión. Cierra pozo, mide P estát. inic:1350#, P estát. final: 3600#.

Cía realiza acifrac, inyecta 20000 lts. de ácido al 15% + aditivos a 13 bpm, P máx: 6200#, desplaza

con 5000 lts de ácido al 5% a 13 bpm, P prom: 6200#. Bombea 10 m3 de ácido al 28% + aditivos, desplaza con 3100 galones de agua tratada y filtrada + surfactante. P final: 4100# a 2 bpm.

Cía gelifica para realizar minifrac + fractura. Cía HASA realiza minifrac: P máx: 6400#

P rupt no evidente P final: 6400# P inst: 4800# P prom: 6000#. Bombeado: 35.200 lts Q: 20.5 bpm.

Cía realiza fractura: con iguales presiones y caudales. Arena 20 bolsas 20/40 (común) + 710 bolsas 20/40 resinadas.

Total bombeado: 127.175 lts. Reposo de fractura: 3800#.

Abre pozo, Surgen en 6 hs x 4 mm 44.344 lts de agua vertida (3100#).

Cía baja CT hasta fondo (2694 mbbp) para lavar pozo. Con bombeador de Cía B.J. Inyecta N2

y desplaza 39.401 lts de agua vertida. Recupera CT.

Ensayo 4 hs x 12 mm. U/H Surge gas seco, 150# Q: 23.177 m3/d.

Ensayo 12 hs x 10 mm. U/H Surge gas seco, 280# Q: 25.956 m3/d.

Cía baja sonda hasta 2596 mbbp, cierra pozo y controla presiones (memory con lectura en superficie).

PEB inic: 990# PEF inic: 1533,48#. **Realiza cierre de 10 hs:** U/H PEB: 2850# PEF: 3644#

Cía realiza ensayo isocronal, abre pozo por separador :

Tiempo (hs)	Orif mm	PBP inic #	PBP final #	PF inic #	PF final #	Q G° m3/d
4	8	1244	559	1723	977,8	21,434
4	Cierre		2400 (PEB)		3023 (PEF)	
4	10	535	312	771	736	21,679
4	Cierre		2200 (PEB)		2800 (PEF)	
4	12	280	187	489	598	26,555
4	Cierre		2150 (PEB)		2763 (PEF)	

Cía realiza flujo extendido (duración: 15 hs) por orif. de 10 mm: PBP inic: 645#

PBP final 245# PF inic: 1307# PF final: 653# Q G° inic: 65.200 m3/d QG° final: 22.501 m3/d QA°: 0.160 m3/h

Resultados de ensayo TST: P°: 5765 psi K.h: 0,13 md.ft K: 0.04md S: -0,3 ri: 12ft xf: 14ft

Se realizó TPN balanceado con 60 bolsas de cemento + adit. Desplaza con 56 bbls de agua (TPN de 2362,5 a 2482,5 mbbp).

Punza zona 2721,5/26 y 2731/32,5 m: Quema leve gas sin presión.

Cía baja CT h/2785 mbbp, inyectó total 6700 lts de N2. Observa N2 en superficie.

Realiza minifrac zona 2721,5/26 y 2731/32,5 m, inyecta 42 m3 de agua trat. P máx: 6175#

P rupt: 6175# P admisión: 5720# P prom: 3972# P inst: 3972#, a los 10' 3807#, Q: 16 bpm

Realiza fractura: con 538 bolsas de arena 20/40. P rupt no evidente P máx: 5500# P prom: 5100#

P inst: 4098# P final: 3800# Q: 16 bpm. Total inyectado: 111.657 (base agua).

Resultados de ensayo TST: P°: 7772,3 psi Pwf: 813.8 psi T: 7.71 mD.ft/cp Kg: 0.012 mD S: -4.91

ri: 25 ft xf: 115 ft

Ensayo punzados 2721,5/26 y 2731/32,5 m:

6 hs x 12 mm Quema gas combustible. P inic: 150#, P final: 190#, Caudal u/h: 25.744 m3/d.

8 hs x 10 mm Quema gas combustible. P inic: 280#, P final: 290#, Caudal u/h: 28.230 m3/d.

Cía baja "memory", realiza cierre de 10 hs: P en fondo: 5873#, PBP: 5000#, T° 225 F°.

Cía realiza ensayo isocronal:

Tiempo (hs)	Orif mm	PBP psi	PF psi	Q G° m3/d
4	8	685	1272	41,784
4	Cierre	4000 (PEB)	5031 (PEF)	
4	10	369	904	34,032
4	Cierre	3000 (PEB)	3833 (PEF)	
4	12	244	727	34,344
4	Cierre	3700 (PEB)	4881 (PEF)	

Datos de flujo extendido (12 hs) por orif. de 10mm: P fondo inic: 881#

P fondo final: 820# PBP inic: 450# PBP final: 322# Q G° inic: 42.627m3/d QG° final: 32.160m3/d QA°: 0,2m3/h

Punza zona 2794,5/96 y 2800/2807 m: Observa pozo sin presión.

Profundiza CT h/2821 m y bombea N2. Resultado: quema gas sin presión.

Esquema de Completación

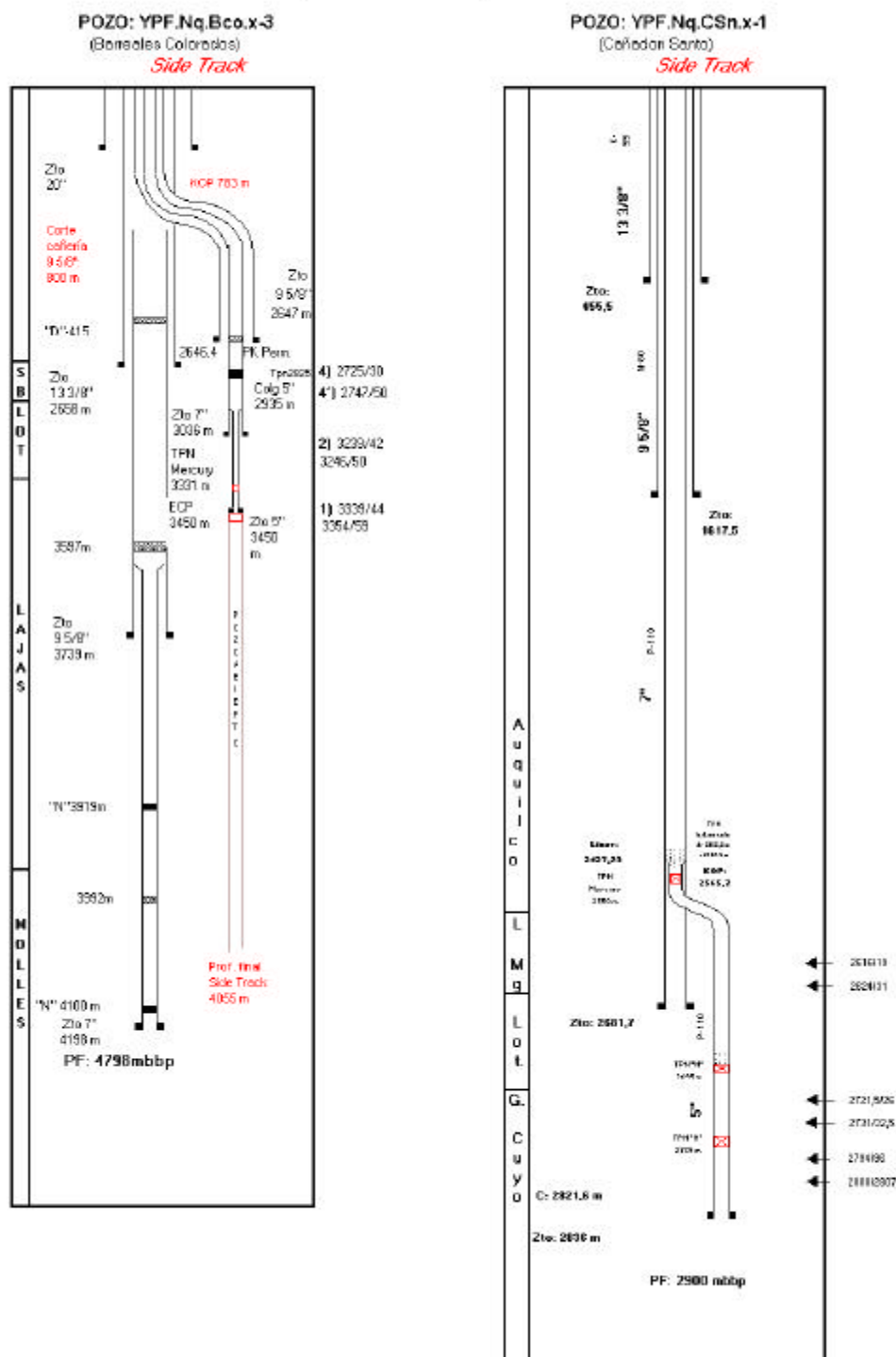


Figura 26

CONCLUSIONES

- 1) La perforación del pozo en UBD permitió en ambos casos, evaluar las verdaderas propiedades en condiciones dinámicas de las capas y estimar un caudal potencial de aporte de las mismas, lo cual no se había podido realizar en los pozos originales.
- 2) La cantidad de niveles arenosos presentes en el Grupo Cuyo, con características petrofísicas semejantes según la información de perfiles, hacía muy difícil la selección de las mejores capas, basándonos solamente en la misma.
- 3) El hecho de haber podido elegir los mejores niveles, nos posibilitó mejorar la toma de decisión, enfocando la terminación en las capas con mejores características petrofísicas. Descartando y dejando de entubar las de inferior calidad.
- 4) Las diferencias entre las presiones estáticas del pozo original con las del Side - Track, (tomadas por el FMT), se deben a que al haber estado los pozos en producción, las mismas se encuentran en una transición hacia la verdadera presión estática de las capas.
- 5) Conociendo los caudales de aporte durante la perforación y un entorno cuantitativo de las propiedades del reservorio, se pudo simular las estimulaciones hidráulicas a ejecutar y con estas el estimado de producción final post-frac. Las mismas fueron realizadas con la presión de formación estimada, (7877 psi para el G. Cuyo del Bcox-3 y 5574 psi para la Fm La Manga, 7070 psi para el G. Cuyo del CSnx-1), puesto que una vez realizada la fractura, esta conectaría la formación virgen, al pozo.
- 6) La presencia de daño en reservorios de bajas porosidades y permeabilidades es potencialmente un riesgo presente, pero en este caso es un factor que se descarta totalmente al haber podido evaluar el pozo en “vivo” con el sistema UBD y es una variable que se fija en $St = 0$. Así mismo pudo observarse como pese a ser ahogadas las capas evaluadas durante las operaciones de maniobra, posteriormente se recuperaba el caudal de aporte primario, una vez restituidas las condiciones de UBD.
- 7) La participación que el daño mencionado tiene en la merma del potencial de estos reservorios, solamente se siente en la disminución de producción primaria del reservorio, la cual es insuficiente para hacer comerciable el proyecto. Estos reservorios de baja permeabilidad siempre necesitarán de un incremento de radio efectivo de pozo, por las pobres características intrínsecas del reservorio y que en este caso tampoco es suficiente en el contexto técnico-económico actual.
- 8) Los resultados expuestos en el informe dejan muy en claro, que la confiabilidad de los datos aportados por el UBD, son una buena aproximación a la realidad y que en el caso del CSn x-1 se podía haber evitado la terminación de los tramos evaluados con esta tecnología.

- 9) Si bien desde el punto de vista técnico y económico no era rentable realizar la terminación (la lejanía de los centros de producción), desde el punto de vista estratégico, fue necesario llevarla a cabo para definir su potencial, sin dejar dudas en la evaluación de la posible reversión del bloque, o la continuación de la investigación en el mismo.
- 10) El uso de esta técnica y metodología de trabajo se presenta como una alternativa eficaz, para considerar junto con las diferentes formas convencionales, en el desarrollo de estos proyectos.
- 11) La desventaja más importante es en aquellas zonas donde el desbalance no puede ser alcanzado adecuadamente en forma continua y con valores de producción que puedan ser correctamente medidos por el equipamiento disponible. Otra posibilidad es encontrar la capa de mayor potencial en el nivel superior, no dejando que los niveles inferiores se manifiesten, limitando en este caso la posibilidad de investigación.
- 12) Un conclusión muy importante fue el cumplimiento de los objetivos de perforar ambos pozos, sin haber tenido ningún tipo de inconveniente con la estabilidad del mismo cuando estuvo en UBD.

Nomenclatura:

Qg:	Caudal de gas (m ³ /d), [MSCFD]
H:	Espesor permeable (m), [ft]
Pi:	Presión inicial (Kg/cm ²), [psia]
Pws:	Presión Estática (Kg/cm ²), [psia]
Pwf:	Presión de fondo fluyendo (Kg/cm ²), [psia]
T:	Temperatura de fondo (°F), [°R]
Z:	Factor de desviación de los gases
mg:	Viscosidad del gas (cp)
St:	Daño
K:	Permeabilidad del reservorio (md)

Referencias:

AN EXPLORATION WELL DRILLED UNDERBALANCED IN OVER-PRESSURED GAS RESERVOIRS IN ARGENTINA

Well YPF Nq. RDM e-2, Rincón del Mangrullo Field

Dr. Ion Adamache, *UBD Engineering Inc./Northland Energy Services Inc.*, Jeff Saponja, *UBD Engineering Inc., now with Shell U.K.*, Daniel Garcia, *Y P F S.A.*, Juan Moreyra, *San Antonio S.A.*, Neil Munro, *Northland Energy Services Inc.*

Curriculum:

JUAN D. MOREYRA: recibió su título Ingeniero Químico en la Universidad Nacional del Litoral, Santa Fé, Argentina en 1978. Ingresó a YPF S.A en 1979 obteniendo un título de postgrado en Ingeniero en Petróleo, Especialidad Reservorios del IPUBA en la Universidad Nacional de Buenos Aires.

1980-87, se desempeñó en YPF SA. Gerencia Regional Plaza Huincul, a cargo del Dpto Estimulación de pozos y Perfilaje, Gerencia de Reservorios, Neuquén, Argentina.

1987 – Presente, en SERVICIOS ESPECIALES SAN ANTONIO a cargo del Dpto Reservorios, Ensayo de formación, Ingeniero staff, consultor interno y externo de apoyo de la especialidad a los Servicios de Estimulación, Perforación Direccional, Perforación en Desbalance, Servicios Integrados de la compañía, actualmente a cargo del Dpto de T&D Well Service, Argentina.

Ha dictado numerosas conferencias y seminarios sobre las especialidades mencionadas en Argentina y otros países, ha trabajado en el desarrollo de experiencias en pozos verticales fracturados hidráulicamente, en la evaluación de pozos horizontales productores e inyectores, remoción de daño y selección de yacimientos aptos para aplicar las diferentes técnicas de perforación en desbalance.

TRABAJOS PRESENTADOS: Determinación de Parámetros de Fisuras, mediante el uso de Mediciones Físicas, Simposio de Producción de Hidrocarburos, Bariloche, Argentina 1988. Evaluación de Daño de Formación en Reservorios de Alta Permeabilidad, Jornadas Conjuntas de Daño a la Formación, Bs. As., Argentina 1993. Evaluación de Daño en Fracturas Hidráulicas, Jornadas Conjuntas de Daño a la Formación, Bs. As., Argentina 1993. Evaluación de Pozos Horizontales en Argentina, Mediante la Utilización de Ensayos de Presión, Simposio de Producción, Mendoza, Argentina 1995.

DANIEL G. GARCIA: recibió su título de Licenciado en Ciencias Geológicas de la Universidad Nacional de La Plata, Bs. As Argentina en 1984. Tras su paso como Well Site Geologist en la actividad privada, ingresa a YPF S.A en 1986 obteniendo un título de postgrado en Prospección Geofísica de Hidrocarburos del Instituto Superior de Exploración Petrolera (ISEP) en la Universidad Nacional de Cuyo.

Daniel se desempeña como supervisor de Operaciones Geológicas en las cuencas del Golfo San Jorge, San Julián (off-shore) y Neuquina en nuestro país y en el Bloque 50 en la Amazonia Peruana. Fue team leader de los proyectos de optimización de perforación y terminación para el Area Exploración Neuquen de 1995 a 1997. Durante 1998 y 1999 fue el responsable del Area Evaluación Geológica de Formaciones de la Gcia de Departamento Exploración Regional Oeste en Neuquen, Argentina, pasando a integrar los grupos de trabajo de la Gerencia de Exploración y Desarrollo Sur de Repsol-YPF S.A. a partir de enero del 2000.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Gerencia de Exploración y Desarrollo Sur por la autorización del trabajo y a los siguientes profesionales que colaboraron en la ejecución del proyecto: Nestor Bolatti, Darío Collareda, Antonio Prioletta, Orlando Roda, Carlos Duperré, Gustavo Kruse y Roberto Dominguez. Agradecen la lectura crítica efectuada por el Lic. José Loza.