CAPÍTULO 3

POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR

3.1 POZO: PARAHUACU 3B

El pozo Parahuacu 3B ha sido seleccionado como candidato para ser estimulado mediante la técnica de fracturamiento hidráulico a la arena T. Las características de permeabilidad y daño, así como las reservas remanentes en esta arena, hacen de este pozo un buen candidato.

3.1.1 Objetivo

Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en las arenas Ti, del pozo PRH3B, con el fin de eliminar el daño de formación presente, incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

3.1.2 Antecedentes

El pozo PRH-3B fue perforado en Diciembre del 2001 como reemplazo del pozo PRH3 que se abandonó por un problema de pescado. La arena T del pozo PRH3B tiene una historia de producción bastante corta durante la cual acumuló 1,036 Bbl de petróleo. Según “Build up” de Enero 2004, la arena producción con un daño de formación bastante alto (40), que al ser eliminado con un tratamiento de fracturamiento hidráulico, nos permitirá producir el pozo a su máximo potencial.

El pozo PRH-03, anterior al PRH-3B estuvo en producción desde Agosto 1978 hasta Diciembre 1985, donde acumuló 617,600 Bbls de petróleo de las arena Napo U y T. Ver Fig.3.1.

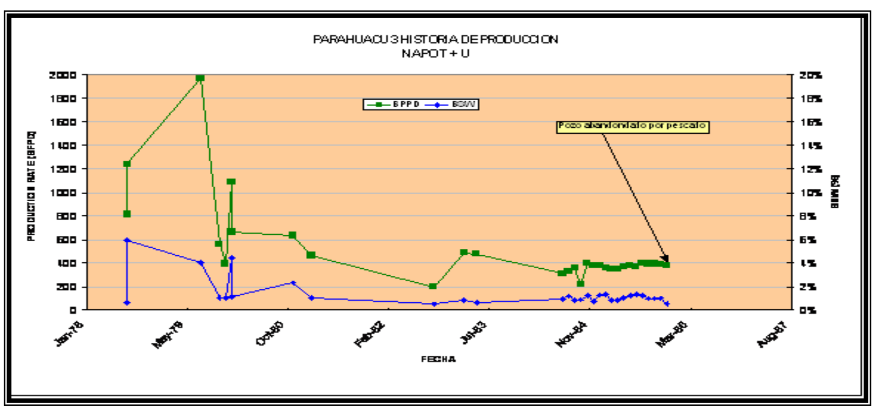


Fig. 3.1 Historia de producción del pozo Parahuacu 03

El pozo PRH-3B fue perforado entre Diciembre 2001 y Marzo 2002, se completó inicialmente en la arena T, de donde produjo desde el 25 de Marzo hasta el 17 de Abril de ese mismo año.

Posteriormente el pozo fue cerrado por bajo aporte. Durante ese corte periodo el pozo acumuló 1036 Bbls de Petróleo. Ver Fig 3.2

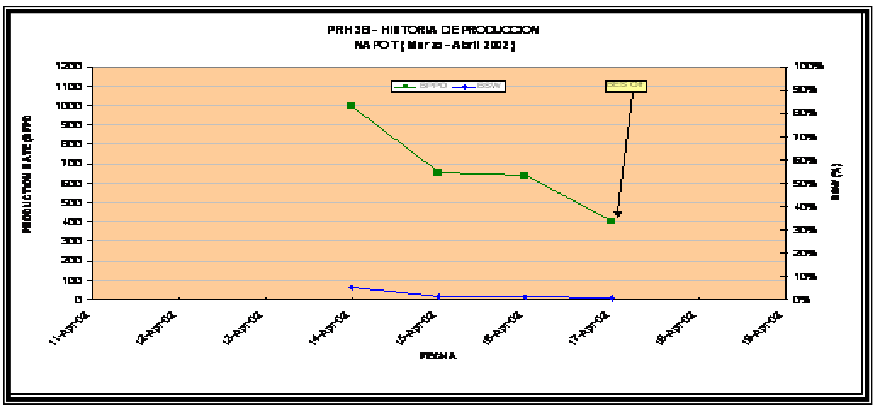


Fig 3.2. Producción Inicial de la arena T del pozo PRH3B.

El pozo continuó en producción de la arena U desde Julio del 2002 hasta Diciembre del 2003. Ver Fig 3.3.

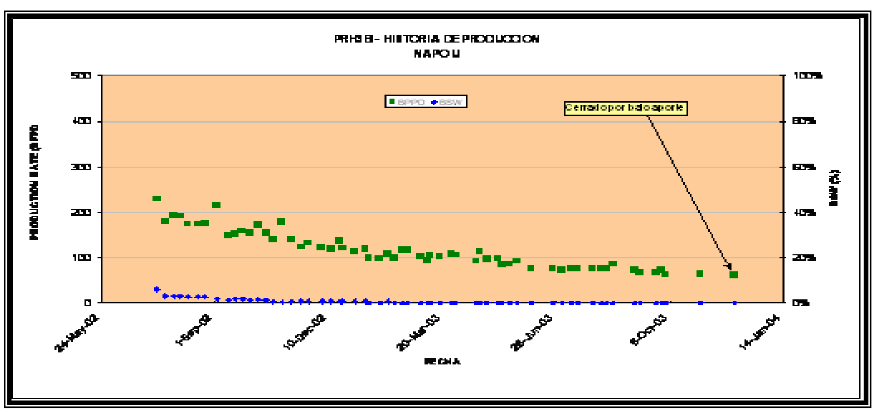


Fig 3.3. Producción de la arena U del pozo PRH3B

En Enero del 2004 se intervino el pozo abriéndose nuevamente a producción la arena Napo T, sin embargo la producción de este pozo durante el 2004 se afectó por problemas constantes en el sistema de levantamiento artificial.

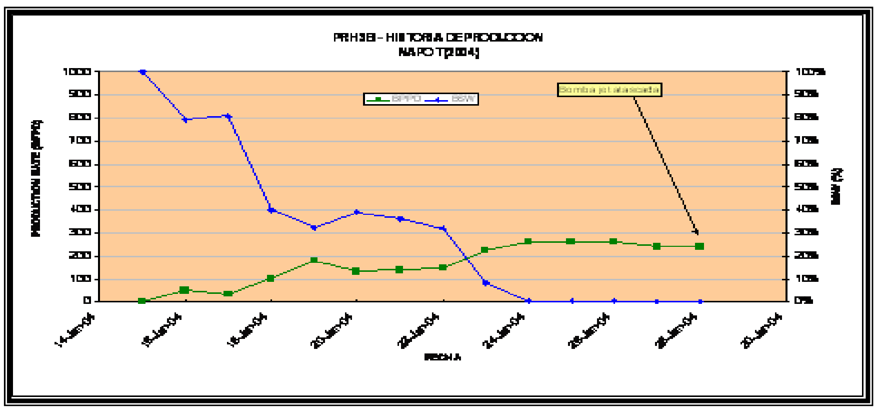


Fig 3.4 Producción del pozo PRH3B de la arena T durante 2004.

3.1.3 Información del pozo PRH-3B

Formación	Napo “T"
Gradiente de temperatura	0.0145 ºF/ft
Profundidad media de la Formación a fracturar	9771
Presión de Yacimiento	1426 psi
Pwf	761
API	32,8
Porosidad	18%
Permeabilidad	141 md
Skin	40
Ultima Producción (Mayo. 14, 2005)	
BFPD	240
BPPD	239
BSW (%)	1%
Datos de Borde de Pozo	
Nota: Todas las profundidades están referidas a la kelly bushing.	
	<u>Intervalo de Perforaciones</u>
T	9790’-9813’ (23’) Napo T
Inclinación del pozo en las perforaciones	0º
Casing de Producción	7", 26# /ft, C-95 ; Corrido hasta 9927’ desde superficie.
CIBP	
Desviación del Pozo:	El pozo se asume vertical
Ubicación del pozo	
Latitud	00º 05' 58.31" NORTE
Longitud	76º 42' 46.84" OESTE

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 5 Información del pozo PRH-3B

3.1.4 Pruebas de restauración de Presión

Se tomaron varias pruebas de restauración de presión en el pozo en la etapa de completación y durante el último trabajo de reacondicionamiento, con la finalidad de actualizar los parámetros de reservorio. La siguiente tabla resume los resultados encontrados en dichas pruebas:

	Marzo, 2002	Mayo, 2002	Enero, 2004
Arena	Napo T	Napo U	Napo T
Presión de Reservorio @ Datum	2556	2720	1426
Pwf @ Datum	2197	943	761
Permeabilidad	1340	43	141
Daño	11.2	2.2	40

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 6. Pruebas de restauración de Presión PRH-3B

3.1.5 Descripción Petrofísica y Mineralógica

3.1.5.1 Resultados de Evaluación Petrofísica

Arena	**Ti**	**Unidad**
Tope	9784	ft
Base	9828	ft
Gross	44	ft
Espesor neto	17	ft
Porosidad	18	%
Saturación de Agua	20.3	%
Rt	500	ohm-m
Rw	0,16 @ 217 ^{o}F	ohm-m
Salinidad	11000	ppm-NaCl

Tabla 7. Resultados de Evaluación Petrofisica

3.1.5.2 Análisis Mineralógico

La sensibilidad de la mineralogía de la roca es un factor que induce daño a la formación. Con el Objeto de tener un mejor conocimiento del tipo de daño que tiene se en el pozo Parahuacu 3B Arenisca T se requirió del Centro de Investigaciones Geológicas un estudio Difractométrico de la arenisca T del Pozo Parahuacu 4.

3.1.6 Propiedades Mecánicas de la Formación

Estos valores fueron determinados con base a la información encontrada en los archivos del pozo, en el análisis de los registros eléctricos, de densidad y Gamma Ray, comparando y extrapolando estos valores con valores convencionales y típicos para cada tipo de formación.

Propiedades Mecánicas de la Formación							
Zona	**Top MD** (ft)	**Zone Height** (ft)	**Grad Frac.** (psi/ft)	**Esfuerzo** (psi)	**Modulo Young** (psi)	**Relación Poisson**	**Dureza** (psi. in0.5)
Arenisca	9750.0	16.0	0.854	8333	2.65E+06	0.35	1000
Arena	9766.0	8.0	0.500	4885	3.32E+06	0.25	1100
Arenisca	9774.0	16.0	0.600	5869	2.12E+06	0.25	1000
Arena-T	9790.0	23.0	0.430	4215	3.62E+06	0.15	1200
Arenisca	9813.0	55.0	0.600	5904	2.12E+06	0.25	1000

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 8 Propiedades Mecánicas de la formación PRH-3B

PROPIEDADES DE TRANSMISIBILIDAD DE LA FORMACIÓN								
Zona	**Top MD** (ft)	**Net Height** (ft)	**Perm** (md)	**Porosidad** (%)	**Presión** (psi)	**Gas Sat.** (%)	**Oil Sat.** (%)	**Agua Sat.** (%)
Arenisca	9750.0	0.0	0.001	17.0	2492	0.0	0.0	100.0
Arena	9766.0	8.0	1	14.0	2496	0.0	80.0	20.0
Arenisca	9774.0	0.0	0.001	17.0	2498	0.0	0.0	100.0
Arena-T	9790.0	23.0	140	18.0	1400	0.0	68.0	32.0
Arenisca	9813.0	0.0	0.001	17.0	2511	0.0	0.0	100.0

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 9 Propiedades de Transmisibilidad de la formación PRH-3B

3.1.7 Factores Mecánicas

3.1.7.1 Completación Actual del Pozo

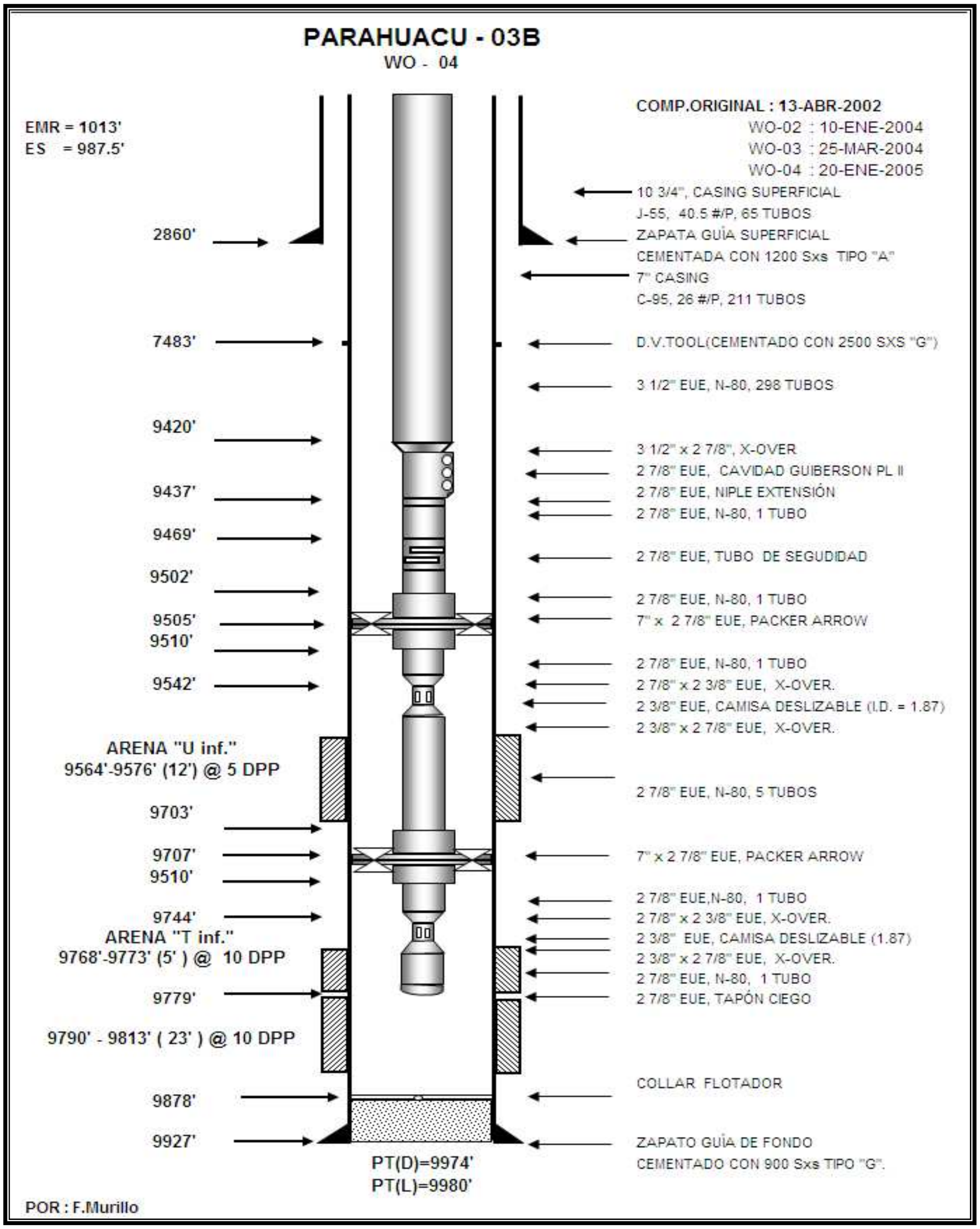


Fig 3.5 Completación Actual del Pozo PRH-3B

3.1.7.2 Evaluación de Registros de Cementación

Con cable eléctrico bajan herramienta y toman registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde 9850' a 7850' (2000'), Cemento malo en intervalo inferior de arena "Ti", por tanto no es apta para realizar un trabajo de fracturamiento.

Por esta razón se recomienda realizar una cementación forzada a las zonas productoras debido a que en un trabajo a presión, se pueden fracturar otras zonas.

3.1.8 Análisis Nodal

Los resultados de los análisis nodales para las arenas ‘’U’’ y ‘’T’’ que se presentan a continuación se obtienen basados en la data obtenida de sendos reportes de restauración de presión que se corrieron el 4 y 5 de Abril del Julio del 2002.

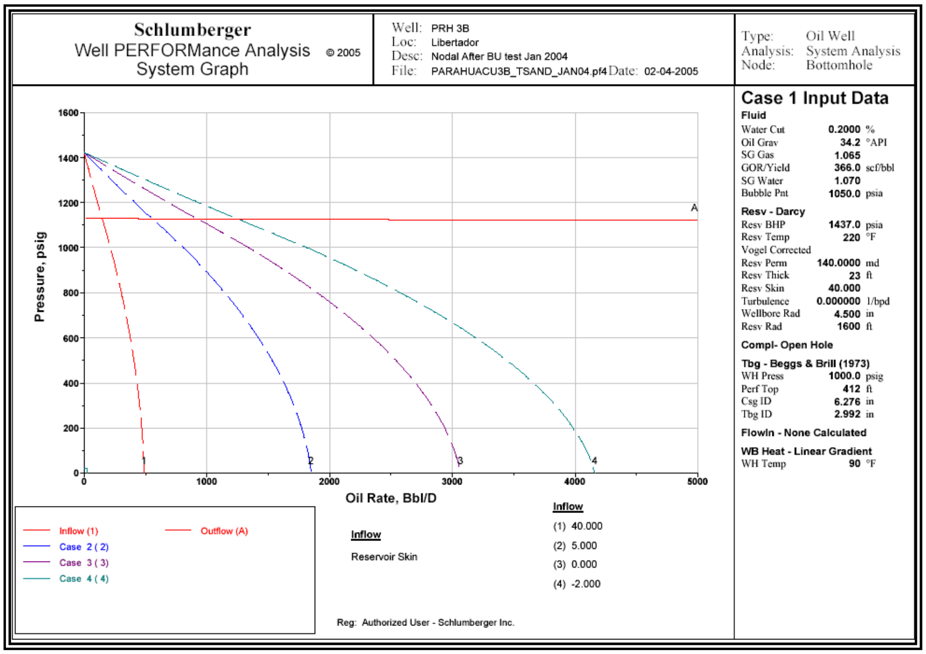


Fig. 3.6. Análisis nodal PRH-3B

Análisis Nodal para el pozo PRH-3B			
	BFPD	Pwf	Daño
Condición actual	240	760 psi	40
Post Fractura	900	1100 psi	Pozo Fracturado

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 10 Resultado del Análisis Nodal PRH-3B

3.2 POZO: PARAHUACU - 07

3.2.1 Objetivo

Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en las arenas Ts+i, del pozo PRH-07, con el fin de eliminar el daño de formación presente e incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

3.2.2 Antecedentes

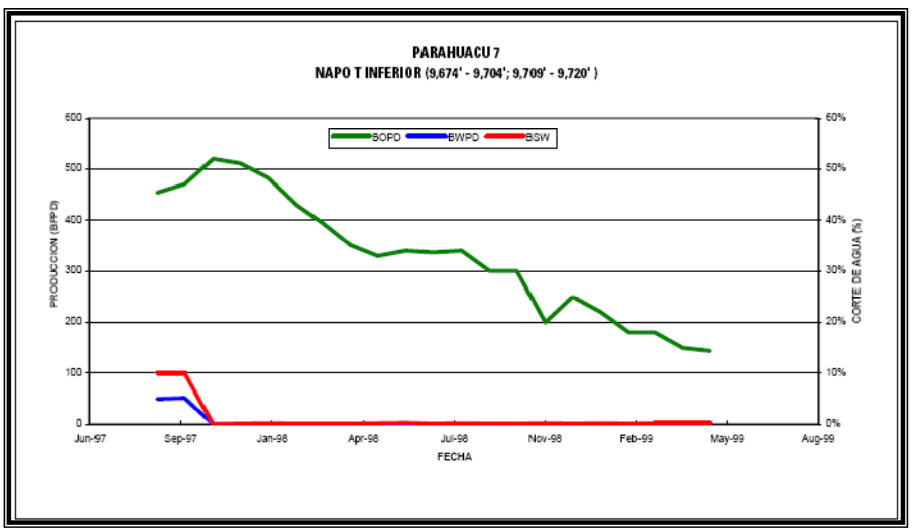


Fig 3.7. Historial de Producción de la arena Ti del pozo PRH-07

El pozo PRH-07 fue perforado e inicialmente completado en la arena T inferior en Agosto de 1997. El pozo produjo en forma continua hasta Mayo de 1999, fecha en que la bomba electrosumergible quedó fuera de operación debido al bajo aporte de la arena.

Desde entonces el pozo estuvo cerrado hasta Abril del 2004, fecha en que se reabrió con la finalidad de evaluar su potencial para un posible trabajo de fractura.

Después de un corto período de producción la bomba jet queda atascada, requiriéndose una intervención en Octubre del mismo año.

Luego de esta última intervención el pozo quedó produciendo de las arena Napo T inferior y superior a un caudal aproximado de 150 BFPD.

Después de dos pruebas de restauración de presión, en ambas arenas, se decide realizar el tratamiento de fractura con la finalidad de aumentar la producción del pozo.

3.2.3 Información del pozo PRH-07

Formación	Napo “Ts+i"
Gradiente de temperatura	1,55 ^{0} F/100 ft
Profundidad media de la Formación a fracturar	9697
Presión de Yacimiento	2203 psi @ 9697 ft Med de perf.
Pwf	660
API	32 grados
Porosidad	14%
Permeabilidad	10 md
Skin	8,8
Ultima Producción (Dic. 19, 2004)	
BFPD	155
BPPD	137
BSW (%)	11,60%
Datos de Borde de Pozo	
Nota: Todas las profundidades están referidas a la kelly bushing.	
	Intervalo de Perforaciones
Ti	9674’-9704’; 9709’-9720’ (41’) T inferior.
Ts	9652’-9666’ (14’) T superior.
Inclinación del pozo en las perforaciones	0º
Casing de Producción	7", 26# /ft, C-95 ; Corrido hasta 9930’ desde superficie.
CIBP	9750'
Desviación del Pozo:	El pozo se asume vertical
Ubicación del pozo	
Latitud	
Longitud	

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 11 Información del pozo PRH-07

3.2.4 Pruebas de Restauración de Presión

A continuación se resume los datos de las pruebas de restauración de presión corridas en la arena T del pozo Parahuacu 07

	Agosto 97	Agosto 97	Nov. 2004	Nov. 2004
ARENA	T inferior	T Superior	Ti inf.+ sup.	T inf. + Sup.
Presión de reservorio @ Datum	2403	2435	1804	1804
Pwf @ Datum	1563	1967	660	660
Permeabilidad	134	106	8.4	10
Daño	40.7	6.53	9.7	8.8

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 12 Pruebas de restauración de presión PRH-07

Se nota una clara reducción de presión de reservorio, que esta asociada a la depletación del campo en general. La arena T inferior acumuló 194263 bls de petróleo en poco menos de dos años de producción, condición que no justifica una caída de presión de 600 psi, ni una reducción de permeabilidad efectiva tan grande a menos que haya un cambio de saturación drástica, por los siguientes motivos:

- Incremento de la saturación de agua debido a problemas de bloqueo, por agua originado por los altos volúmenes de agua perdidas a la formación durante las intervenciones del pozo.

- Disminución de la saturación de líquidos al originarse una saturación de gas en el reservorio por el hecho de estar produciendo el pozo a una presión fluyente inferior a la presión de burbuja.

Debido a lo anterior se considera que los valores de permeabilidad obtenidos de los dos ultimas "Build-up" están referidas a la zona invadida y afectada por la saturación de gas, mostrando por ello un comportamiento de reservorio radial compuesto, con un radio de interface de aproximadamente 48 pies. Esto significa que más allá de 48 pies de radio se puede encontrar las condiciones de permeabilidad originales de yacimiento.

3.2.5 Descripción Petrofísica y Mineralógica

3.2.5.1 Resumen Petrofísico:

El análisis de núcleos para determinar las propiedades de la arena productora, se realizaron en el laboratorio, pie por pie, hasta lograr completar el espesor total de la arena, muchas veces no se encuentra este tipo de análisis completos por lo que se toma los valores de pozos vecinos para obtener las características de la arena. La información esta detallada en la siguiente tabla.

INTERVALO	ARENA NETA	POROSIDAD	SW	SALINIDAD PPM	RW	TEMP. ºF
8756'-8784'	8	14%	29%	70000	0,041	188@8780'
9740'-9512'	12	13%	45%	70000	0,04	197@9491'
9610'-9668'	10	11%	40%	15000	0,155	198@9639'
9668'-9728'	44	14%	14%	15000	0,154	199@9698'
9802'-9900'	11	14%	40%	5000	0,427	210@9851'

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 13 Resumen Petrofísico PRH-07

3.2.5.2 Litología

Se presenta como arenisca friable de cuarzo, de grano fino a medio, subangular a redondeada, mala clasificación, con cemento silicio, con buena presencia de hidrocarburos; fluorescencia natural, amarillo blanquecina, corte instantáneo, residuo café claro.

3.2.6 Propiedades Mecánicas de la Formación

Propiedades Mecánicas de la Formación							
Nombre de la zona	**Top MD** (ft)	**Esp. de la zona** (ft)	**Grad Frac.** (psi/ft)	**Esfuerzo** (psi)	**Modulo Young** (psi)	**Relación Poisson**	**Dureza** (psi.in0.5)
Lutita	9509	111	0,649	6211	2,50E+06	0,35	1000
Lutita	9620	7,9	0,632	6084	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca	9774.0	16.0	0.600	5869	2.12E+06	0.25	1000
Arena-T	9790.0	23.0	0.430	4215	3.62E+06	0.15	1200
Arenisca	9813.0	55.0	0.600	5904	2.12E+06	0.25	1000
Arenisca limpia	9627,9	12,3	0,592	5700	3,00E+06	0,25	700
Lutita	9640,2	4,8	0,629	6062	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca Limpia	9645	11	0,594	5731	3,00E+06	0,25	700
Lutita	9656	5	0,62	5988	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca limpia	9661	5	0,564	5451	3,50E+06	0,2	1200
Lutita	9666	7,3	0,607	5873	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca limpia	9673,3	30,7	0,554	5367	3,50E+06	0,2	1200
Lutita	9704	3,5	0,648	6294	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca limpia	9707,5	24,5	0,56	5445	3,50E+06	0,2	1200
Lutita	9732	15,5	0,6	5841	2,00E+06	0,35	1200
Caliza	9747,5	55	0,761	7440	5,00E+06	0,3	1200
Lutita	9802,5	27,5	0,618	6069	2,00E+06	0,35	1000

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 14 Propiedades Mecánicas de la Formación

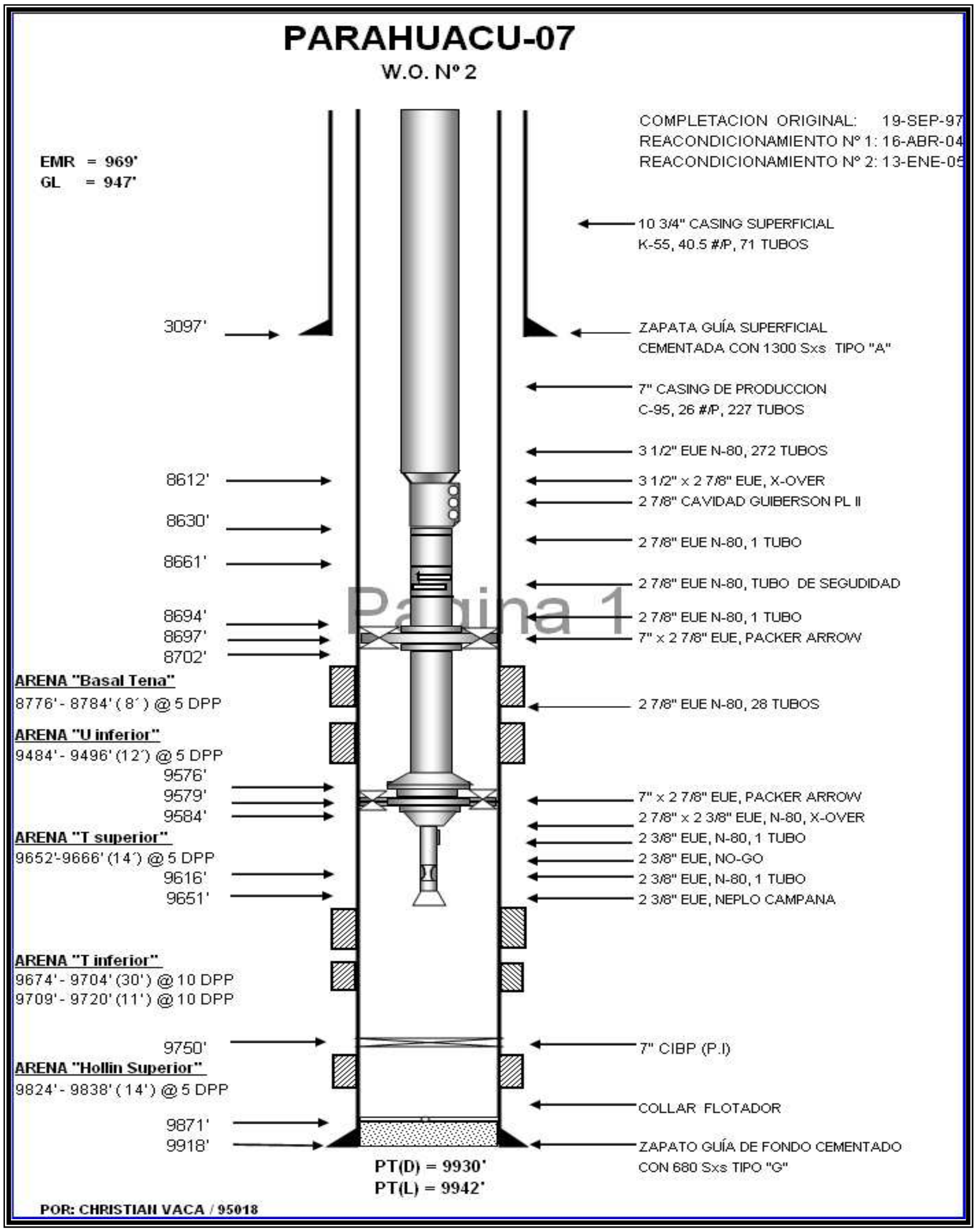
PROPIEDADES DE TRANSMISIBILIDAD DE LA FORMACIÓN								
Zona	**Top MD** (ft)	**Esp. Neto** (ft)	**Perm.** (md)	**Porosidad** (%)	**Presión** (psi)	**Gas Sat.** (%)	**Oil Sat.** (%)	**Agua Sat.** (%)
Lutita	9509	111	0,001	26	4.000	0	0	100
Lutita	9620	7,9	0,001	28,2	4.000	0	0	100
Arenisca limpia	9627,9	12,3	1	17,2	3.500	0	50	50
Lutita	9640,2	4,8	0,001	39,3	4.000	0	0	100
Arenisca Limpia	9645	11	20	10,5	3.500	0	50	50
Lutita	9656	5	0,001	19,9	4.000	0	10	90
Arenisca limpia	9661	5	51	12,3	2.500	0	60	40
Lutita	9666	7,3	0,001	19,8	4.000	0	0	100
Arenisca limpia	9673,3	30,7	106	10,2	2.500	0	70	30
Lutita	9704	3,5	0,001	26,4	4.000	0	0	100
Arenisca limpia	9707,5	24,5	106	9,4	2.500	0	70	30
Lutita	9732	15,5	0,001	11,7	4.000	0	0	100
Caliza	9747,5	55	1	34,9	4.000	0	70	30

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 15 Propiedades de Transmisibilidad de la Formación

3.2.7 Factores Mecánicos

3.2.7.1 Completación Actual del Pozo



Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Figura 3.8 Completación Actual del Pozo PRH-07

3.2.7.2 Evaluación de Registros de Cementación

De acuerdo a la evaluación realizada al registro de USIT-CBL-VDL desde 9740' a 8700' (1040'), Cemento malo de 9650' a 9600', arena en la cual nosotros vamos a trabajar no está apta para realizar un trabajo de fracturamiento.

Por esta razón se recomienda realizar una cementación forzada a las demás zonas productoras debido a que es un trabajo a presión, se pueden fracturar otras zonas.

3.2.8 Análisis Nodal

Teniendo en cuenta la prueba de restauración de presión “Build up” corrido en Agosto del 97, realizamos un análisis nodal para estimar el potencial productivo del pozo en la Arena T inferior.

Considerando las condiciones de daño al momento de la ejecución del B’up y la presión promedia del yacimiento observado en el pozo PRH01, se estima una producción estabilizada de 920 bpd. @ 1560 psi de presión fluyente posterior al fracturamiento.

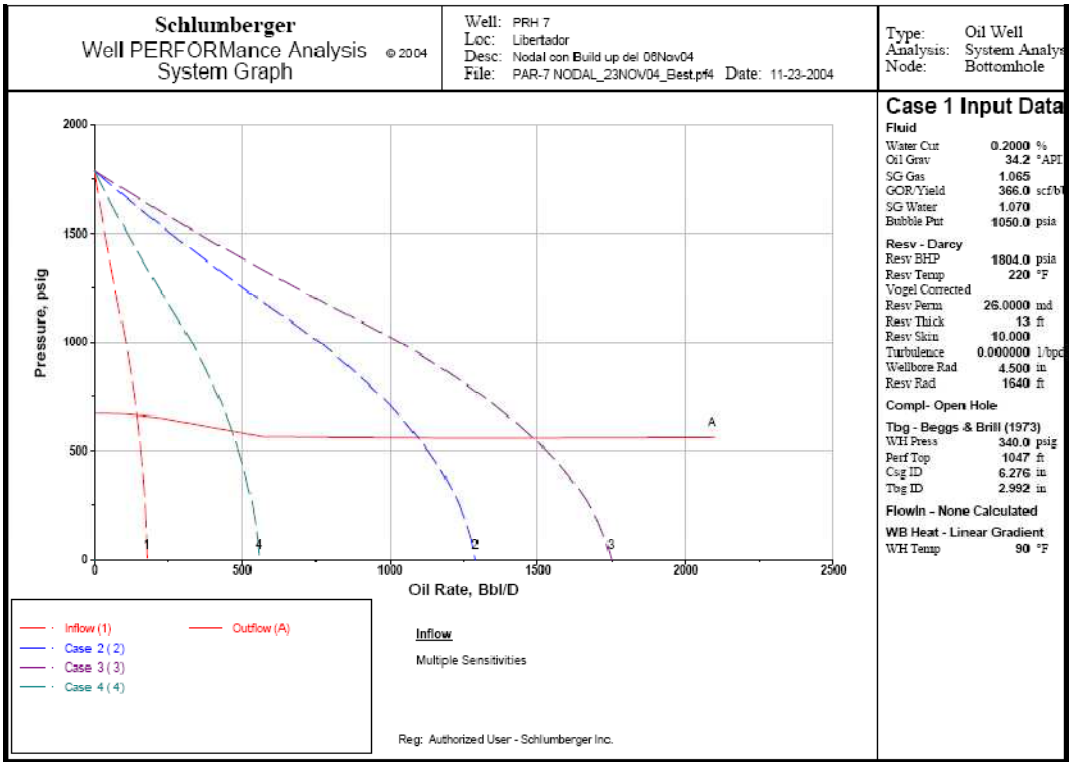


Figura. 3.9 Análisis nodal PRH-07

3.3 POZO: PARAHUACU 08

3.3.1 Objetivo

Realizar un fracturamiento hidráulico en la arena Ti para generar un canal de alta conductividad que permita comunicar el yacimiento con la pared del pozo para mejorar la capacidad de flujo del reservorio e incrementar la producción de petróleo. Para conseguir éste efecto la fractura será empaquetada con Carbolite

20/40, colocando en la parte final FlexSand MS para evitar la salida del agente de sostén en la fase de producción.

3.3.2 Antecedentes

El pozo PRH-08 fue puesto en producción desde la arena Napo "Ti" en Diciembre de 1997. La historia de producción de la arena "T" inferior muestra un volumen total acumulado de petróleo de 1.124.358 bbls, 1,013 bbls de agua y 81,464 pies cúbicos standard de gas.

Datos del "Build up" realizado en Febrero del 2005 indican que el pozo produce con un daño que se estima en aproximadamente 45, el cual puede ser eliminando con un tratamiento de fracturamiento hidráulico, que permitirá producir el pozo a su máximo potencial.

El pozo PRH-08 cuenta a su haber únicamente con dos reacondicionamientos:

1. Completación y pruebas (10-Dic-1997) tanto de la arena "U" inferior como de la arena "T" inferior.

2. Cambio de completación por comunicación entre tubing y casing (Enero 15 del 2001).

En adición a esto, un tratamiento ácido se realizó en Febrero 7 del 2005 y la última prueba de Build up se efectúo el 25 de Febrero del 2005.

La Fig. 3.9, muestra la historia de producción de este pozo desde la arena "T".

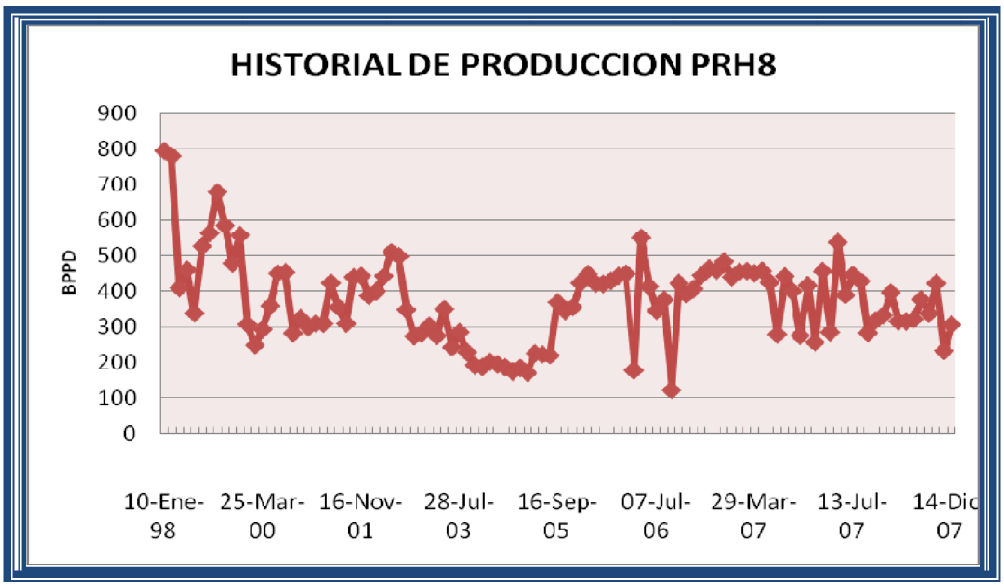


Figura 3.10 Producción del pozo PRH-08 de la arena T desde 1998 hasta diciembre 2008

3.3.3 Información del pozo PRH-08

Formación	Napo “Ti”
Gradiente de temperatura	0.0109306 ^{0} F/ ft
Profundidad de la Formación	9972’
Temperatura de la Formación	234.8 ^{0} F
Presión de Yacimiento	1589 psi
Pwf	1374 psi
API	32 grados
Porosidad	15%
Permeabilidad	140 md
Skin	45
Ultima Prueba de restauración (Febrero. 2005)	
BFPD	230
BPPD	228
BSW (%)	0,2
Datos de Borde de Pozo	
Nota: Todas las profundidades están referidas a la kelly bushing.	
	Intervalo de Perforaciones
Ti	9750 – 9766 (16) 5DPP 9716 – 9746 (30)
Ui	9544 – 9558 (14) 5DPP
Inclinación del pozo en las perforaciones	0º
Casing de Producción	7“; 26 #/ft; C-95 desde 0’ hasta 9972’
CIBP	9737 ft
Desviación del Pozo:	El pozo se asume vertical
Ubicación del pozo	
Latitud	00º 05' 25.00'' NORTE
Longitud	76º 42' 49,29'' OESTE

F

Fuente Archivo Técnico de Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 16 Información del pozo PRH-08

3.3.4 Pruebas de restauración de Presión

La última prueba de restauración de presión en el pozo fue en Febrero del 2005, con el objeto de actualizar los parámetros de reservorio y proveer información realista para ser usada durante el diseño de la fractura. La siguiente tabla resume los resultados encontrados en dichas pruebas:

	Febrero, 2005
Arena	T Inferior
Presión de Reservorio @ Datum	1589
Pwf @ Datum	1374
Permeabilidad	140
Daño	45

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 17 Pruebas de restauración de Presión PRH-08

3.3.5 Litología

Se presenta como arenisca friable de cuarzo, de grano fino a medio, subangular a redondeada, mala clasificación, con cemento silicio, con buena presencia de hidrocarburos; fluorescencia natural, amarillo blanquecina, corte instantáneo, residuo café claro.

3.3.7 Propiedades Mecánicas de la Formación

Propiedades Mecánicas de la Formación							
Zona	**Top MD** (ft)	**Zone Height** (ft)	**Grad Frac.** (psi/ft)	**Esfuerzo** (psi)	**Modulo Young** (psi)	**Relación Poisson**	**Dureza** (psi.in0.5)
SHALE	9000.0	660.0	0.750	6997	2.650E+06	0.30	1000
T-Sand	9660.0	118.0	0.450	4374	3.325E+06	0.20	1100
SHALE	9778.0	10.0	0.650	6359	2.895E+06	0.30	1000
T-Lower	9788.0	20.0	0.550	5389	3.625E+06	0.20	1200
SHALE	9808.0	55.0	0.950	9344	2.650E+06	0.35	1000

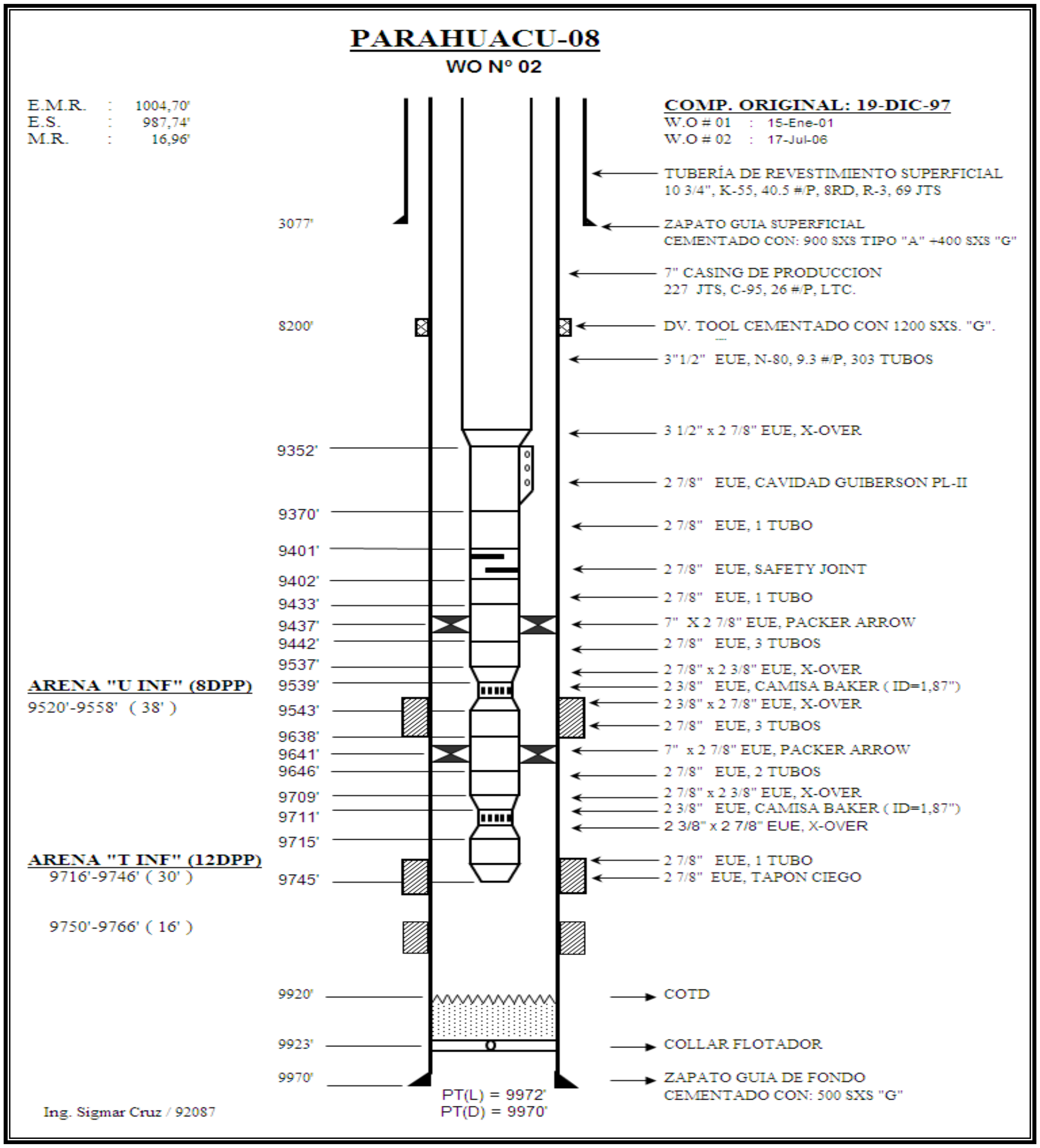
Tabla 18 Propiedades Mecánicas de la Formación

PROPIEDADES DE TRANSMISIBILIDAD DE LA FORMACIÓN								
Zona	**Top MD** (ft)	**Net Height** (ft)	**Perm** (md)	**Porosidad** (%)	**Presión** (psi)	**Gas Sat.** (%)	**Oil Sat.** (%)	**Agua Sat.** (%)
SHALE	9000.0	0.0	0.001	17.0	2492	0.0	0.0	100.0
T-Sand	9660.0	118.0	150	15.0	2496	0.0	68.0	32.0
SHALE	9778.0	0.0	0.001	17.0	2498	0.0	0.0	100.0
T-Lower	9788.0	20.0	110	15.0	2200	0.0	68.0	32.0
SHALE	9808.0	0.0	0.001	17.0	2511	0.0	0.0	100.0

Tabla 19 Propiedades de Transmisibilidad de la Formación

3.3.7 Factores Mecánicos

3.3.7.1 Completación Actual del Pozo PRH-08



Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Figura 3.11 Completación Actual del Pozo PRH-08

3.3.7.2 Evaluación de Registros de Cementación

De acuerdo a la evaluación realizada al registro de cementación tenemos que la arena en la cual vamos a trabajar existe una buena cementación y está apta para realizar un trabajo de fracturamiento. Además se recomienda realizar un registro de cementación antes del fracturamiento para corroborar esta información, ya que la misma se la obtuvo de los registros iníciales del pozo.

3.3.9 Análisis Nodal

Análisis nodal realizado antes de la fractura. Los resultados obtenidos muestran una presión de reservorio equivalente a 2,100 psi, una producción de 225 BOPD con una presión fluyente de 1,374 psi y un daño de formación igual a 40.

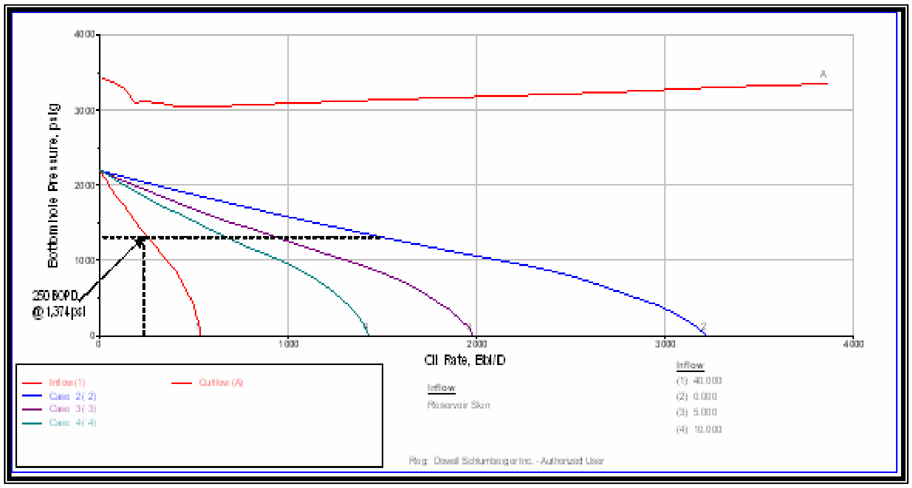


Fig. 3.12 Análisis nodal pozo PRH08 daño de formación igual a 40

El análisis nodal realizado con los mismos datos asumiendo que el pozo va a ser fracturado, indica que la producción del pozo Parahuacu 8 en la arena “T” puede ser hasta de 600 BOPD con la misma presión fluyente de fondo de pozo (1,374 psi)

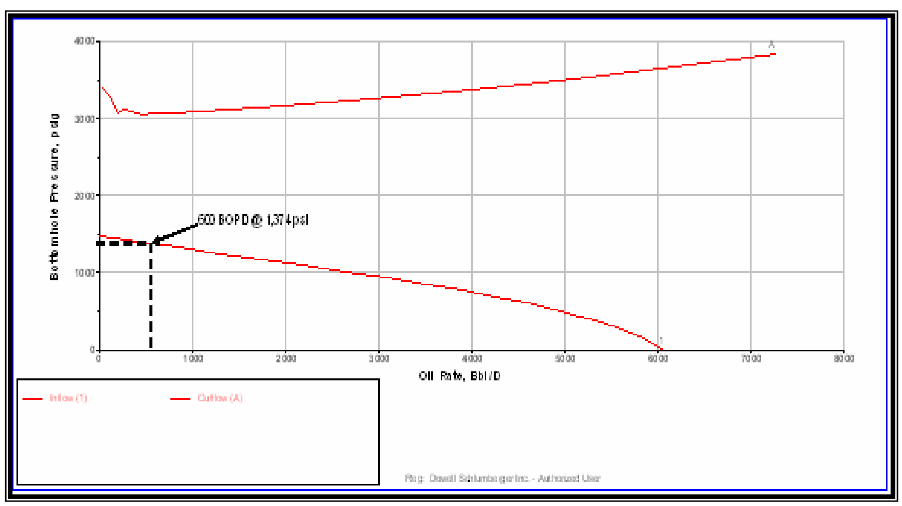


Figura. 3.13 Análisis Nodal, pozo fracturado

Análisis Nodal para el pozo PRH08			
	BFPD	Pwf	Daño
Condición actual	228	1,374 psi	40
Post Fractura	600	1,374 psi	Pozo Fracturado

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 20 Resultado del Análisis Nodal PRH-08

3.4 EQUIPO Y COMPLETACIÓN DE FRACTURAMIENTO

La sarta de fractura compuesto de lo siguiente:

- Niple campana 3 ½”
- 1 tubo 3 ½”, 9.3#,N-80, EUE
- Straddle Packer 7” x 3 ½”.
- Junta de seguridad
- DGA con sensores de presión
- Niple de asiento 3 ½”.
- Straddle PaCKER 7” X 3 ½”.
- Tubería 3 ½”,9.3#, N-80, EUE Clase “A” hasta la superficie.